



Tauw

CENTRO ENERGIA

COVER



Progetto di ammodernamento con miglioramento ambientale della Centrale Termoelettrica Centro Energia Ferrara

CENTRO ENERGIA FERRARA S.r.l.

Sintesi non Tecnica

24 marzo 2020



Ns rif. 1667581LMA-V01_2020

Riferimenti

Titolo Progetto di ammodernamento con miglioramento ambientale della Centrale Termoelettrica Centro Energia Ferrara – Sintesi non Tecnica

Cliente CENTRO ENERGIA FERRARA S.r.l.

EMISSIONE		TAUW	Cod. R005 1667581LMA-V01_2020		
00	24/03/2020	Emissione per autorizzazioni	C.Mori, A.Panicucci, C.Bernacchia, L.Gagliardi, E.Sbrana	L. Magni	O. Retini
REV	DATA	DESCRIZIONE	REDAZIONE	VERIFICA	APPROVAZIONE

Numero di pagine 60

Data 24 Marzo 2020



Colophon

Tauw Italia S.r.l.
 Galleria Giovan Battista Gerace 14
 56124 Pisa
 T +39 05 05 42 78 0
 E info@tauw.com

Il presente documento è di proprietà del Cliente che ha la possibilità di utilizzarlo unicamente per gli scopi per i quali è stato elaborato, nel rispetto dei diritti legali e della proprietà intellettuale. Tauw Italia detiene il copyright del presente documento. La qualità ed il miglioramento continuo dei prodotti e dei processi sono considerati elementi prioritari da Tauw Italia, che opera mediante un sistema di gestione certificato secondo la norma

UNI EN ISO 9001:2015.



Ai sensi del GDPR n.679/2016 la invitiamo a prendere visione dell'informativa sul Trattamento dei Dati Personali su www.tauw.it.

Ns rif.

1667581LMA-V01_2020



Indice

1	Introduzione.....	5
2	Localizzazione del progetto.....	6
3	Motivazioni del progetto.....	8
4	Alternative di progetto.....	9
5	Rapporti del progetto con la pianificazione e la programmazione.....	11
6	Caratteristiche dimensionali e funzionali del progetto.....	20
6.1	Descrizione della Centrale Termoelettrica autorizzata.....	21
6.1.1	Bilancio energetico.....	22
6.1.2	Uso di risorse.....	22
6.1.3	Interferenze con l'ambiente.....	23
6.2	Descrizione della Centrale nella configurazione di progetto.....	27
6.2.1	Bilancio energetico.....	29
6.2.2	Uso di risorse.....	29
6.2.3	Interferenze con l'ambiente.....	31
6.3	Fase di cantiere.....	36
6.3.1	Demolizioni delle strutture esistenti.....	38
6.4	Dismissione dell'impianto a fine vita.....	38
6.5	Allineamento dell'impianto con le BAT Conclusions.....	38
7	Stato attuale delle componenti ambientali e stima degli impatti.....	40
7.1	Componente atmosfera e qualità dell'aria.....	40
7.2	Componente ambiente idrico superficiale e sotterraneo.....	43
7.3	Componente suolo e sottosuolo.....	47
7.4	Componente vegetazione, flora, fauna ed ecosistemi.....	49
7.5	Salute pubblica.....	51
7.6	Componente rumore.....	53
7.7	Componente radiazioni ionizzanti e non ionizzanti.....	55
7.8	Componente paesaggio.....	56
7.9	Componente traffico.....	60

1 Introduzione

La presente Sintesi non Tecnica riguarda il “Progetto di ammodernamento con miglioramento ambientale della Centrale Termoelettrica Centro Energia Ferrara” proposto dalla Società Centro Energia Ferrara s.r.l. (di seguito CEF) che consiste nell’installazione di due turbine a gas (o turbogas) a ciclo semplice OCGT (Open Cycle Gas Turbine), aventi una potenza termica di combustione complessiva pari a circa 299 MWt e una potenza elettrica lorda fino a 126 MWe, in luogo dell’attuale ciclo combinato di pari potenza termica.

La Centrale oggetto degli interventi è ubicata in Piazzale G. Donegani 12 a Ferrara, Provincia di Ferrara, Regione Emilia Romagna.

La Centrale Termoelettrica esistente è autorizzata con Decreto del Ministero dell’Industria del Commercio e dell’Artigianato (MICA) n. 16463 del 5/06/1998 e con Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA), in corso di validità, rilasciata dalla Provincia di Ferrara con Atto P.G. n. 28355 del 31/03/2010 e s.m.i.. La Centrale esistente ha cessato la propria attività dal 01/06/2015.

Si fa infine presente che in allegato al SIA sono stati predisposti i seguenti documenti:

- Allegato A – Studio degli Impatti sulla Qualità dell’aria;
- Allegato B - Valutazione di Impatto Acustico;
- Allegato C – Screening di Incidenza Ambientale.

2 Localizzazione del progetto

La Centrale Termoelettrica di Centro Energia Ferrara S.r.l (CEF), sorge all'interno dell'area industriale del petrolchimico di Ferrara, un'area di sviluppo industriale costruita all'inizio degli anni '40.

Il Petrolchimico di Ferrara, insediamento multisocietario che si estende su una superficie di circa 250 ettari, è situato nella zona industriale della città, nella parte nord del territorio comunale, a circa 4 Km dalla sponda destra del fiume Po.

La superficie occupata dalla Centrale Termoelettrica di CEF è di complessivi 15.345 m², suddivisa in 3 aree distinte tutte interne al petrolchimico:

- Area impianto di produzione: area dove sorge la sezione di generazione di energia elettrica e vapore di estensione di circa 10.023 m². Tale area è collegata all'area della stazione elettrica tramite cavi AT interrati della lunghezza di circa 300 m e alla stazione gas tramite metanodotto fuori terra che in parte si sviluppa su rack ed in parte è posato in trincea a cielo aperto della lunghezza di circa 630 m. Tale area è confinante a nord con un'area dello stabilimento XXIV Basell, a sud con una strada interna al Petrolchimico e con le torri di raffreddamento di SEF (altra società interna al petrolchimico), a est con l'impianto di demineralizzazione di SEF e ad ovest con la Centrale Termoelettrica di SEF;
- Area uffici – magazzino e stazione elettrica: area occupata dall'edificio uffici, spogliatoi e magazzino ricambi, dall'edificio che contiene i sistemi di misura dell'energia elettrica prodotta oltre alle apparecchiature elettriche della stazione, di estensione totale di 4.750 m², di cui circa 3.000 m² utilizzata da CEF (la restante area è concessa in uso a Terna). L'area è circondata su tre lati da aree a verde oltre le quali sono presenti elettrodotti terna, a nord, deposito catalizzatori di Versalis, ad est, Impianto Politene di Versalis, a sud. Ad ovest confina con la stazione Terna;
- Area stazione gas: area utilizzata da CEF con diritto di superficie concesso da Syndial per la decompressione, riscaldamento e misurazione fiscale del gas naturale di estensione di 572 m². L'area della stazione gas, ubicata al limite occidentale del petrolchimico, confina ad ovest con la SP19 esterna al petrolchimico e dalla quale è separata da un muro perimetrale, ad est ed a sud con stazioni gas di altre aziende interne al petrolchimico ed a nord con una strada di servizio.

In Figura 2a è evidenziata, in rosso, l'ubicazione dell'Area impianto di produzione, in verde l'Area uffici – magazzino e stazione elettrica ed in arancione l'Area stazione gas su immagine satellitare. In Figura sono riportati anche i tracciati della linea gas e della linea elettrica AT.

Figura 2a Localizzazione della Centrale Termoelettrica CEF di Ferrara


In Figura 2b si riporta l'ubicazione della Centrale su Carta Tecnica Regionale.

3 Motivazioni del progetto

Il progetto proposto si inserisce nel quadro del cosiddetto "capacity market" elettrico, con l'obiettivo di rispondere alla futura crescente esigenza di dotare il parco termoelettrico nazionale di un sufficiente livello di riserva di potenza in grado di sopperire tempestivamente ai fabbisogni del sistema elettrico nelle emergenze correlate a eventi atmosferici e climatici estremi o a scompensi tra produzione e consumo di energia elettrica determinati dal crescente peso specifico della generazione da fonti rinnovabili non programmabili.

La rapidissima evoluzione, negli anni appena trascorsi, della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, per sua natura discontinua, fluttuante e non programmabile, richiede al sistema elettrico nazionale di disporre di fonti energetiche di tipo "tradizionale" che possano integrare adeguatamente le necessità energetiche del nostro paese permettendo di mantenere sicura e affidabile l'operatività della Rete di trasmissione Nazionale.

L'attuale generazione rinnovabile copre oggi circa il 33% della domanda annuale di energia elettrica sull'intero territorio nazionale, con previsioni di forte crescita, fino al 55%, con orizzonte 2030, come stabilito dalla recente Strategia Energetica Nazionale 2017.

Tale scenario richiede, conseguentemente, l'installazione nel sistema elettrico di nuovi e moderni sistemi di generazione con caratteristiche di altissima flessibilità, modulabilità ed efficienza per garantire la continuità del servizio, in sicurezza ed economia, con modalità di esercizio non di base, ma di integrazione, nelle ore dell'anno durante le quali la produzione da fonti rinnovabili non è in grado di soddisfare la domanda del sistema elettrico.

In tale contesto si colloca l'intervento proposto per la Centrale CEF di Ferrara.

I turbogas in progetto, della potenza elettrica lorda fino a circa 126 MW, saranno in grado di rispondere in tempi brevi, dell'ordine di pochi minuti, e con elevata efficienza elettrica, flessibilità e modulabilità di funzionamento (i due OCGT possono essere eserciti in modo indipendente l'uno dall'altro) alle richieste del mercato energetico.

La rilevanza ed urgenza nell'installazione di impianti come quello proposto sono testimoniati dal fatto che il sistema nazionale si presenta già oggi strutturalmente in deficit, come dimostrato dalle recenti richieste di Terna di chiamare in produzione centrali spente e in fermata prolungata e che per i prossimi anni, secondo il Piano di sviluppo Terna, è prevista la chiusura di altri impianti termoelettrici "convenzionali".

Ciò evidenzia ulteriormente ed inequivocabilmente come già nel breve ed, a maggior ragione, nel medio e lungo termine saranno necessari impianti nuovi, efficienti, flessibili, modulabili, capaci di contribuire alla sicurezza del sistema elettrico come quello proposto da CEF per il sito di Ferrara. Il progetto è altresì strumentale all'attuazione della strategia delineata dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) al 2030.



4 Alternative di progetto

Il settore del Mercato Elettrico denominato “capacity market”, cui intende partecipare la Centrale proposta, richiede a chi intende operarvi delle stringenti condizioni di partecipazione:

- capacità dell’impianto di immettere energia elettrica in rete in brevissimo tempo;
- adattamento repentino alle variazioni di richiesta di potenza della rete.

4.1.1.1 Alternative Tecnologiche

Il proponente ha valutato due ipotesi alternative circa la tecnologia di produzione da utilizzare nella Centrale di Ferrara, entrambe alimentate a gas naturale:

- Turbine a gas a ciclo aperto (OCGT);
- Motori a combustione interna.

La scelta di CEF è caduta sulle turbine a gas a ciclo semplice in quanto il confronto tra le tecnologie ha evidenziato che:

- entrambe le tecnologie sono caratterizzate da tempi di avviamento brevi e da una buona flessibilità di esercizio e quindi sono compatibili con le esigenze del “capacity market”;
- i motori a gas hanno un’efficienza elettrica maggiore rispetto alle turbine; tuttavia essendo lo scopo del progetto quello di operare nel “capacity market”, che non comporterà di dover esercire gli impianti per l’intero periodo dell’anno in maniera continuativa ma per un numero ridotto di ore, la differenza di efficienza tra le tecnologie diventa un indice di secondo ordine nella scelta;
- I costi realizzativi e gestionali per kWh elettrico prodotto da un impianto con 2 turbine OCGT sono inferiori rispetto a quelli di un impianto a motori di pari potenza.

Sulla base delle valutazioni di cui sopra il proponente ha ritenuto più opportuno l’impiego della tecnologia con turbine a gas a ciclo semplice.

4.1.1.2 Alternative di Sito

Trattandosi di un progetto di ammodernamento con miglioramento ambientale della Centrale Termoelettrica esistente di CEF ubicata all’interno del polo petrolchimico a Ferrara, nella valutazione delle alternative di localizzazione non sono stati considerati siti esterni all’area della Centrale esistente.

Infatti tutte le opere in progetto ricadono all’interno dell’area del petrolchimico di Ferrara, in aree di tipo industriale, la cui realizzazione non comporta quindi consumo di “nuovo suolo”.

La scelta di utilizzare un sito già destinato ad usi analoghi consente di utilizzare il più possibile le utilities e le infrastrutture già presenti, previ opportuni adeguamenti secondo le esigenze dettate dal layout del nuovo impianto, laddove necessario.

4.1.1.3 Alternativa “Zero”

L'alternativa “zero”, lo scenario del Do nothing o del "Non fare nulla", comporta la non realizzazione del progetto proposto.

La non realizzazione del progetto comporta la perdita dell'opportunità di realizzare un impianto, come sopra descritto, finalizzato ad assicurare stabilità alla Rete di Trasmissione dell'Energia elettrica e a sostenere lo sviluppo delle energie rinnovabili per le quali la SEN prevede un aumento di produzione elettrica dal 33% attuale al 55% dei consumi lordi nazionali al 2030. La mancata realizzazione del progetto, dunque, compromette il raggiungimento risultati sopra discussi fissati dalla SEN.

5 Rapporti del progetto con la pianificazione e la programmazione

La Tabella 5a riassume sinteticamente il rapporto tra il progetto e gli strumenti di programmazione e pianificazione vigenti nel territorio interessato dal progetto, analizzati in dettaglio nel Quadro di Riferimento Programmatico dello Studio di Impatto Ambientale.

Tabella 5a *Compatibilità del Progetto con gli Strumenti di Piano/Programma*

Piano/Programma	Prescrizioni/Indicazioni	Livello di compatibilità
Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (PNIEC)	Il Piano stabilisce gli obiettivi nazionali al 2030 sull'efficienza energetica, sulle fonti rinnovabili e sulla riduzione delle emissioni di CO ₂ , nonché gli obiettivi in tema di sicurezza energetica, interconnessioni, mercato unico dell'energia e competitività, sviluppo e mobilità sostenibile, delineando per ciascuno di essi le misure che saranno attuate per assicurarne il raggiungimento.	<p>Il progetto di ammodernamento con miglioramento ambientale della Centrale CEF di Ferrara è strumentale all'attuazione della strategia delineata dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) al 2030.</p> <p>Il PNIEC infatti segna l'inizio di un importante cambiamento nella politica energetica e ambientale del nostro Paese, in modo da favorire la transizione del sistema verso una progressiva decarbonizzazione, nel contempo, continuando a garantire adeguati approvvigionamenti dalle fonti convenzionali (tra cui il gas) per la sicurezza e la continuità della fornitura energetica.</p> <p>Il nuovo impianto OCGT alimentato a gas naturale sarà, per le specifiche caratteristiche tecnologiche e funzionali, parte di una più ampia rete di impianti presenti sul territorio nazionale che risultano fondamentali per assicurare la stabilità e la sicurezza energetica del Paese, in considerazione della crescente quota di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili discontinue.</p> <p>Il progetto proposto è stato quindi sviluppato, in modo specifico, con l'obiettivo di contribuire all'esigenza di dotare il parco termoelettrico nazionale di un sufficiente livello di riserva di potenza in grado di sopperire tempestivamente ai fabbisogni del sistema elettrico, nelle emergenze correlate a eventi atmosferici e climatici estremi, o ai frequenti scompensi tra produzione e consumo di energia elettrica, rispetto ai quali la generazione da fonti rinnovabili non programmabili non è in grado di assicurare la necessaria flessibilità.</p>
Strategia Energetica Nazionale 2017 (SEN2017)	<p>La SEN 2017 pone un orizzonte di azioni da conseguire al 2030 attraverso il traguardo di obiettivi in linea con il Piano dell'Unione dell'Energia:</p> <ul style="list-style-type: none"> migliorare la competitività del Paese; 	<p>Il progetto proposto, si inserisce nel quadro del cosiddetto "capacity market" elettrico ed è stato sviluppato con l'obiettivo di contribuire all'esigenza di dotare il parco termoelettrico nazionale di un sufficiente livello di riserva di potenza in grado di sopperire</p>

Piano/Programma	Prescrizioni/Indicazioni	Livello di compatibilità
	<ul style="list-style-type: none"> raggiungere e superare in modo sostenibile gli obiettivi ambientali e di decarbonizzazione al 2030; dotare il sistema di strumenti innovativi e infrastrutture per garantire l'adeguatezza e il mantenimento degli standard di sicurezza, intervenendo con strumenti di mercato per orientare i comportamenti degli operatori (capacity market) continuare a migliorare la sicurezza di approvvigionamento e la flessibilità dei sistemi e delle infrastrutture energetiche. <p>Per il raggiungimento degli obiettivi e per delineare gli interventi e gli effetti la SEN ha delineato lo Scenario di policy "SEN" al 2030 che prevede:</p> <ul style="list-style-type: none"> riduzione dei consumi finali di energia nel periodo 2021-30; incremento delle Fonti Energetiche Rinnovabili; phase-out del carbone nella generazione elettrica al 2025: per realizzare questa azione in condizioni di sicurezza, è necessario realizzare in tempo utile il piano di interventi indispensabili per gestire la quota crescente di rinnovabili elettriche e completarlo con ulteriori, specifici interventi in termini di infrastrutture e impianti. 	<p>tempestivamente ai fabbisogni del sistema elettrico nelle emergenze correlate a eventi atmosferici e climatici estremi o a scompensi tra produzione e consumo di energia elettrica, determinati dal crescente peso specifico della generazione da fonti rinnovabili non programmabili.</p> <p>Il nuovo impianto OCGT mette a disposizione una riserva di potenza elettrica di circa 120 MWe (rif. Condizioni ISO) velocemente erogabile e facilmente modulabile secondo le richieste del gestore della rete, utilizzando un sito già industrializzato ("brownfield") e sul quale è già presente una centrale termoelettrica non adatta ad operare nel "capacity market" a causa della vetustà tecnologica e della scarsa flessibilità di esercizio.</p>
Piano Energetico Regionale (PER)	<p>Il Piano Energetico Regionale (PER), approvato con Delibera dell'Assemblea Legislativa n.111 del 1/03/2017, rappresenta la strategia della Regione Emilia-Romagna nell'ambito delle politiche in materia di energia.</p> <p>Per quanto attiene gli scenari di evoluzione del parco di generazione elettrica regionale, il PER individua uno Scenario "tendenziale" ed uno Scenario "ipotetico".</p> <p>Il PER, precedente alla SEN 2017, in entrambi gli scenari considerati, di fatto anticipava la possibile criticità legata allo sviluppo di fonti rinnovabili non programmabili, non in grado di garantire adeguati livelli di sicurezza e affidabilità della rete elettrica.</p>	<p>Il progetto proposto è stato sviluppato con l'obiettivo di contribuire all'esigenza, di dotare il parco termoelettrico di un sufficiente livello di riserva di potenza in grado di sopprimere tempestivamente ai fabbisogni del sistema elettrico nelle emergenze correlate a eventi atmosferici e climatici estremi o a scompensi tra produzione e consumo di energia elettrica, determinati dal crescente peso specifico della generazione da fonti rinnovabili non programmabili.</p> <p>Il nuovo impianto si inserisce nel quadro del cosiddetto "capacity market" elettrico mettendo a disposizione una riserva di potenza elettrica di circa 120 MWe (rif. Condizioni ISO) velocemente erogabile e facilmente modulabile secondo le richieste del gestore della rete, utilizzando un sito già industrializzato ("brownfield") e sul quale è già presente una centrale termoelettrica non adatta ad operare nel "capacity market" a</p>

Piano/Programma	Prescrizioni/Indicazioni	Livello di compatibilità
Piano Territoriale Regionale (PTR) e Piano Territoriale Paesistico Regionale (PTPR)	<p>Con D.C.R. n.1338 del 28/01/1993 è stato approvato il Piano territoriale paesistico regionale (PTPR), parte tematica del Piano territoriale regionale (PTR). La Regione è attualmente impegnata insieme al MiBACT nel processo di adeguamento del PTPR vigente al Codice dei beni culturali e del paesaggio (D.Lgs. 42/2004 e s.m.i.).</p>	<p>causa della vetustà tecnologica e della scarsa flessibilità di esercizio. Sono state consultate la “Carta del dissesto”, la “Carta dell’uso reale del suolo” e la “Carta delle tutele”. Dalla consultazione delle tre tavole, è emerso che la Centrale esistente oggetto di ammodernamento è esterna ad aree in dissesto e ad aree soggette a tutela dal PTPR.</p> <p>Anche dalla consultazione dello stato di avanzamento delle attività di ricognizione dei beni paesaggistici emerge che la Centrale esistente oggetto di ammodernamento è totalmente esterna alle aree di notevole interesse pubblico, di cui all’art.136 del D.Lgs. 42/2004 e s.m.i., ed alle tutele dei corsi d’acqua iscritti nell’elenco delle acque pubbliche di cui all’art.142 comma 1, lett.c) del D.Lgs. 42/2004 e s.m.i..</p>
Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale (PTCP)	<p>Il Piano Territoriale di Coordinamento per la Provincia di Ferrara è stato approvato con D.G.R. n.20 del 20/01/1997 e s.m.i.. Il PTCP è costituito dalle linee di programmazione economica e territoriale e di indirizzo alla pianificazione di settore e dalle specifiche di tutela dell’ambiente e del paesaggio in attuazione del PTPR.</p>	<p>Sono state consultate le Tavole 5.2 “Il sistema ambientale”, 5.1.2 “il sistema ambientale – Assetto della Rete Ecologica Provinciale (Luglio 2016)” e 5.2.2 “Ambiti con limitazioni d’uso”: dalla consultazione è emerso che le Aree della Centrale CEF sono completamente esterne a sistemi ambientali, assetti della Rete Ecologica Provinciale, mentre ricadono in una vasta area individuata come “Fascia di rispetto geotermia”. Le NTA di Piano non contengono norme specifiche a tale riguardo. Si precisa che le aree di interesse, tutte nella disponibilità CEF ed occupate dagli impianti attuali, risultano prive di impianti minerari con i quali quindi non vi è alcuna interferenza.</p> <p>Dalla consultazione della Tavola 4.2 “Il sistema forestale e boschivo” si evince che le aree di Centrale sono esterne ad aree boscate.</p> <p>Inoltre la zona industriale, al cui interno si localizza il progetto è interessata da alcuni stabilimenti a Rischio Incidente Rilevante (RIR). Gli interventi in progetto sono compatibili con la classificazione territoriale dell’area d’insediamento definita con i criteri del D.M. del 9 maggio 2001 (categorie B,C,D,E,F).</p> <p>In accordo all’art.29 delle NTA, specificatamente per la componente energia elettrica, nel presente Studio di Impatto Ambientale al Capitolo 4 è stata effettuata la caratterizzazione e la stima degli impatti sulle</p>

Ns rif.

1667581LMA-V01_2020

Piano/Programma	Prescrizioni/Indicazioni	Livello di compatibilità
Piano Urbanistico Comunale del Comune di Ferrara	Quadro Conoscitivo	<p>componenti ambientali, tra cui anche la componente paesaggio.</p> <p>Dall'analisi delle tavole 1/03.07 "Centri di pericolo di inquinamento degli acquiferi" e QC2.2 "Contaminazione dei suoli e delle acque sotterranee" emerge che l'intera area del Polo Chimico, al cui interno sono localizzati gli interventi in progetto, è identificata come sito contaminato soggetto ad attività di bonifica. A tal proposito si fa presente che le Norme di Piano non contengono indicazioni e/o prescrizioni in merito a tale aspetto; Per gli aspetti di cui sopra, inerenti il Progetto Operativo di Bonifica (POB) della falda profonda attualmente in corso all'interno del Polo Petrochimico, si rimanda per dettagli al successivo § 2.5..</p> <p>Dalla Tavola QC11 "Sintesi delle penalizzazioni idrogeologiche e sismiche" in cui sono evidenziate le criticità idrauliche e idrogeologiche e le criticità sismiche che caratterizzano il territorio comunale di Ferrara, emerge che le aree di intervento non interferiscono con nessuna delle perimetrazioni delle aree critiche.</p>
	Piano Strutturale Comunale	<p>Dall'analisi della Tavola 4.1 "I sistemi" emerge che la Centrale oggetto di ammodernamento ricade nel "sistema insediativo della produzione - Subsistema condominio della chimica": il progetto in esame è coerente con l'utilizzo previsto dal PSC per tale area.</p> <p>Dall'analisi della Tavola 5.1 "Trasformazioni" emerge che la Centrale oggetto di ammodernamento ricade in un'area individuata come "lavorare sulla città esistente - tessuti da riqualificare per le attività produttive", che le norme di Piano definiscono principalmente come l'area del Petrochimico per la quale si prevede la ristrutturazione ambientale e produttiva. Le norme per tale area non prevedono ostacoli alla realizzazione del progetto in esame.</p> <p>Dall'analisi della Tavola 6.1.1 "Tutela storico culturale e ambientale" si conferma che la Centrale oggetto di ammodernamento è totalmente esterna ai vincoli paesaggistici ed ambientali.</p> <p>In merito al rischio sismico, la Tavola 6.4 evidenzia che una estesa porzione del territorio a nord-ovest dell'abitato di Ferrara, che comprende anche il Polo Chimico al cui</p>



Ns rif.

1667581LMA-V01_2020

Piano/Programma	Prescrizioni/Indicazioni	Livello di compatibilità
	<p>Regolamento Urbanistico Edilizio e Piano Operativo Comunale</p>	<p>interno sono ubicate le aree di intervento, ricade nella classe per cui è previsto il "Secondo livello di approfondimento" nell'analisi della pericolosità sismica. Per un approfondimento in merito a tale tematica si rimanda a quanto riportato nelle relazioni geotecnica e strutturale (cod. elaborati 2003C00CT002 e 2003C00CT003) allegate al Progetto Definitivo. Le nuove strutture sono state progettate in conformità ai sopra citati disposti ed alla normativa vigente. Dalla analisi della Tavola 5.4 "Beni culturali ed ambientali" emerge che la Centrale esistente oggetto di ammodernamento è totalmente esterna alle aree rappresentate in carta.</p> <p>Da colloqui intercorsi con il personale tecnico del Comune di Ferrara, a tutte le aree ricadenti all'interno del polo petrolchimico, anche se non ricomprese nel 2° POC, si applicano le norme del RUE relative ai sistemi insediativi della produzione ed in particolare gli articoli 100.2, 101.2, 102.2 delle Norma tecniche di Attuazione del RUE delle quali si riporta un estratto:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Art. 100 – Indice di copertura e rapporto di verde <ul style="list-style-type: none"> • Art. 100.2 - Sistema insediativo della produzione "Sulle aree così individuate, il RUE non prevede limiti all'indice di copertura (IC) e al rapporto di verde (Rv) [...]"; • Art. 101 – Altezza degli edifici <ul style="list-style-type: none"> • Art. 101.2: - Sistema insediativo della produzione "nel Sistema insediativo della produzione non sono previsti limiti di altezza"; • Art. 102 – Densità edilizia <ul style="list-style-type: none"> • Art. 102.2 - Sistema insediativo della produzione "Sulle aree così individuate il RUE, con l'obiettivo di ottimizzare l'utilizzo di territorio e di favorire la conservazione e lo sviluppo delle attività esistenti, prevede di incrementare le densità. A tal fine sui lotti esistenti all'interno di tali aree, non sono previsti limiti di densità edilizia; [...]". <p>Per quanto sopra non sono previsti particolari indici urbanistici da rispettare per gli interventi in progetto.</p>
<p>Piano Intercomunale di</p>	<p>Il Piano prende in esame, con riferimento agli scenari di rischio possibili per il</p>	<p>In base agli scenari di rischio il Piano pianifica le attività che la Protezione Civile</p>

Piano/Programma	Prescrizioni/Indicazioni	Livello di compatibilità
Protezione Civile (PIPC) Terre Estensi	territorio, le tipologie di evento naturale o connesso con l'attività dell'uomo che, per loro natura ed estensione territoriale, richiedono l'intervento coordinato di più enti e amministrazioni competenti.	<p>intende porre in atto per garantire gli interventi nella gestione delle emergenze, assegnando le responsabilità e i compiti nei vari livelli di direzione e controllo: pertanto il Piano non è direttamente applicabile al progetto in esame.</p> <p>Si precisa che per il rischio idraulico il PIPC fa riferimento alle perimetrazioni individuate dal Piano di Gestione del Rischio Alluvioni ed agli approfondimenti effettuati dal PSC e dal RUE e, sulla base dei dati esistenti elabora la mappa dello scenario complessivo del rischio.</p>
PRQA	<p>Con deliberazione n. 115 dell'11 aprile 2017 l'Assemblea Legislativa Regionale ha approvato il Piano Aria Integrato Regionale (PAIR 2020).</p> <p>Il Piano prevede una serie di obiettivi e prescrizioni volte al risanamento della qualità dell'aria rispetto alla zonizzazione del territorio ed alle aree di superamento di determinati valori limite.</p> <p>Per il settore "Attività produttive", nel caso di combustione di gas naturale (come la Centrale in esame) si applicano i commi 2 e 3 dell'art. 20 delle Norme Tecniche di Attuazione (NTA) di seguito riportati:</p> <ul style="list-style-type: none"> La Valutazione d'impatto ambientale (VIA) relativa a progetti ubicati in aree di superamento (come il Comune di Ferrara per PM₁₀ e NO₂) si può concludere positivamente qualora il progetto presentato preveda le misure idonee a mitigare o compensare l'effetto delle emissioni introdotte, con la finalità di raggiungere un impatto sulle emissioni dei nuovi interventi ridotto al minimo, così come specificato al paragrafo 9.7.1 del Piano. Il proponente del progetto sottoposto alle procedure di cui ai commi 1 e 2, ha l'obbligo di presentare una relazione relativa alle conseguenze in termini di emissioni per gli inquinanti PM₁₀ ed NO_x del progetto presentato. 	<p>Con riferimento al progetto di ammodernamento con miglioramento ambientale della Centrale Termoelettrica di Ferrara, che consiste nell'installazione di due turbine a gas a ciclo semplice, aventi una potenza termica di combustione complessiva di circa 299 MWt, in luogo dell'attuale ciclo combinato di pari potenza termica, si evidenzia che:</p> <ol style="list-style-type: none"> i livelli di concentrazione di NO_x nei fumi della CTE nella configurazione di progetto corrispondono ai lower limit del range BAT-AEL, sia per la media annua che per la media giornaliera fissati nelle Conclusioni sulle BAT per i Grandi Impianti di Combustione per OCGT di potenza >50 MWt alimentate a gas naturale; la sua realizzazione consentirà di conseguire una significativa riduzione delle emissioni in atmosfera di NO_x rispetto alla configurazione attuale autorizzata: circa 133,8 t/anno della configurazione futura di progetto a fronte delle circa 369,5 t/anno della configurazione attuale autorizzata; come nella configurazione attuale, anche in quella futura, la CTE utilizzerà unicamente gas naturale come combustibile, escludendo quindi la presenza di quantità apprezzabili di polveri sottili nei fumi di scarico; nell'ambito del presente Studio di Impatto Ambientale è stato effettuato (si veda Allegato A) un apposito studio modellistico di dispersione atmosferica degli inquinanti emessi dai camini della CTE che ha dimostrato la sostenibilità degli impatti sulla qualità dell'aria della stessa nella configurazione di progetto. Tale studio ha dimostrato anche una marcata riduzione delle ricadute di NO_x

Piano/Programma	Prescrizioni/Indicazioni	Livello di compatibilità
		<p>nello scenario di progetto rispetto allo scenario attuale autorizzato: ciò è dovuto alla significativa riduzione delle emissioni in atmosfera di NOx rispetto alla configurazione attuale autorizzata da circa 369,5 t/anno t/anno a circa 133,8 t/anno.</p> <p>Per quanto illustrato il progetto proposto risulta allineato alle disposizioni del Piano Aria Integrato Regionale.</p> <p>Dalla consultazione della Tavola 1 "le aree di ricarica per le zone di protezione delle acque sotterranee, nel territorio di pedecollina – pianura" emerge che la Centrale oggetto di ammodernamento è esterna ed a distanze notevoli dalle aree rappresentate in carta.</p> <p>La Tavola 1.18 allegata alla Relazione generale del PTA contiene la perimetrazione delle zone di protezione delle acque superficiali: la Centrale oggetto di ammodernamento è esterna alle zone di protezione rappresentate in carta.</p> <p>Il progetto inoltre ricade all'interno di una zona vulnerabile da nitrati di origine agricola dell'area del bacino Burana – Po di Volano: le norme di Piano sono riferibili alla gestione ed utilizzazione degli effluenti zootecnici e dei concimi azotati quindi non direttamente applicabili al progetto in esame.</p> <p>Gli obiettivi ambientali per le acque superficiali e sotterranee del PGA non sono applicabili al progetto in esame dato che non ha connessioni dirette, né per quanto riguarda i prelievi idrici né per quanto riguarda gli scarichi idrici, con corpi idrici superficiali o sotterranei.</p>
<p>Piano di Tutela delle Acque (PTA) della Regione Emilia-Romagna e Piano di Gestione delle Acque del Distretto Idrografico del Fiume Po</p>	<p>Il Piano di Tutela delle Acque della Regione Emilia – Romagna è stato approvato con Delibera dell'Assemblea Legislativa n. 40 del 21/12/2005 e pubblicato sul BUR n. 20 del 13/02/2006. Il Piano Regionale di Tutela delle Acque (PRTA) rappresenta lo strumento regionale volto a perseguire gli obiettivi di qualità ambientale delle acque interne e costiere della Regione, e a garantire un approvvigionamento idrico sostenibile, nel lungo periodo.</p> <p>Il Piano di Gestione del distretto idrografico del fiume Po 2015 è stato approvato con delibera del Comitato Istituzionale deliberazione n.1/2016 del 3 marzo 2016.</p> <p>Il PGA prevede un programma di misure da applicarsi per perseguire il raggiungere dello stato ambientale di "buono" per tutti i corpi idrici del distretto.</p>	<p>Le aree di intervento non interferiscono con zone classificate a dissesto idrogeologico ne' a rischio idrogeologico molto elevato ma ricadono all'interno della fascia fluviale C apposta al corso del fiume Po.</p> <p>Le Norme di Piano stabiliscono che "competete agli strumenti di pianificazione territoriale e urbanistica, regolamentare le attività consentite, i limiti e i divieti per i territori ricadenti in fascia C". In merito a tale interferenza si rimanda pertanto al Paragrafo 2.3.1.1.1 in cui è riportata l'analisi del Piano Urbanistico Comunale del Comune di Ferrara; ad ogni modo si specifica che il PUC di Ferrara non evidenzia alcuna criticità idraulica e idrogeologica nell'area di progetto</p>
<p>Piano Stralcio per l'Assetto Idrogeologico (PAI) dell'Autorità di Bacino del Fiume Po</p>	<p>Lo stato attuale della pianificazione dell'Autorità di Bacino del Fiume Po comprende diversi strumenti distinguibili tra piani stralcio ordinari e piani straordinari.</p> <p>I piani stralcio attualmente approvati secondo le procedure previste dalla Legge 183 del 1989 sono i seguenti:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Piano Stralcio per l'Assetto Idrogeologico (PAI) approvato con DPCM 24 maggio 2001 e s.m.i.; • Piano Stralcio Fasce Fluviali (PSFF), approvato con DPCM 24 luglio 1998 e s.m.i.; • Piano Stralcio per l'Assetto Idrogeologico del delta del Fiume Po 	<p>Le aree di intervento non interferiscono con zone classificate a dissesto idrogeologico ne' a rischio idrogeologico molto elevato ma ricadono all'interno della fascia fluviale C apposta al corso del fiume Po.</p> <p>Le Norme di Piano stabiliscono che "competete agli strumenti di pianificazione territoriale e urbanistica, regolamentare le attività consentite, i limiti e i divieti per i territori ricadenti in fascia C". In merito a tale interferenza si rimanda pertanto al Paragrafo 2.3.1.1.1 in cui è riportata l'analisi del Piano Urbanistico Comunale del Comune di Ferrara; ad ogni modo si specifica che il PUC di Ferrara non evidenzia alcuna criticità idraulica e idrogeologica nell'area di progetto</p>

Piano/Programma	Prescrizioni/Indicazioni	Livello di compatibilità
	<p>(PAI Delta), approvato con DPCM 13 novembre 2008.</p> <p>I piani straordinari approvati con procedure straordinarie in base a leggi specifiche, sono i seguenti:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Piano Straordinario per le Aree a Rischio Idrogeologico Molto Elevato (PS267); • Piano stralcio per la realizzazione degli interventi necessari al ripristino dell'assetto idraulico, alla eliminazione delle situazioni di dissesto idrogeologico e alla prevenzione dei rischi idrogeologici nonché per il ripristino delle aree di esondazione (PS45). <p>Il progetto in esame appartiene al territorio disciplinato dall'ex Autorità di Bacino del Fiume Po</p>	<p>e non contiene pertanto alcuna prescrizione in merito a tali aspetti.</p>
<p>Piano di Gestione del Rischio di Alluvioni (PGRA) del Distretto Idrografico Padano</p>	<p>Il PGRA del Distretto Padano è stato approvato con Deliberazione del Comitato Istituzionale n.2/2016 del 3 marzo 2016.</p> <p>Il PGRA contiene le mappe della pericolosità e del rischio alluvione.</p>	<p>Dall'analisi delle mappe di pericolosità e di rischio alluvione emerge che gli interventi in progetto ricadono in classe di pericolosità P2 corrispondente allo scenario M – alluvioni poco frequenti con tempo di ritorno tra 100 e 200 anni, e in classe di rischio R3 – elevato per la presenza dell'estesa area produttiva del Polo Chimico individuato dal Piano come elemento potenzialmente esposto ai fini della valutazione del rischio.</p> <p>In tali aree si applica l'art. 30 delle NTA del PAI. Gli interventi in progetto risultano conformi alla normativa di Piano in quanto tali da:</p> <ul style="list-style-type: none"> • non determinare una riduzione apprezzabile o una parzializzazione della capacità di invaso dell'area interessata; • assicurare il mantenimento delle condizioni di drenaggio superficiale dell'area interessata; • assicurare l'assenza di interferenze negative con il regime delle falde freatiche presenti (si veda § 4.3.2).
<p>Aree appartenenti a Rete Natura 2000 ed ulteriori aree protette</p>	<p>L'obiettivo dell'analisi è quello di verificare la presenza di aree designate quali SIC, ZPS, IBA ed altre Aree Naturali Protette.</p>	<p>La Centrale oggetto di ammodernamento non interferisce con alcuna area naturale protetta né con alcun sito appartenente a Rete Natura 2000. Il sito Rete Natura 2000 più vicino si trova ad una distanza di circa 2,7 km in direzione nord. È stato inoltre redatto lo Screening di Incidenza Ambientale, riportato in Allegato C al presente SIA.</p>
<p>Piano comunale di classificazione</p>	<p>Il Comune di Ferrara è dotato di un Piano Comunale di Classificazione Acustica, approvato nel 2009 e s.m.i.. e di un Piano</p>	<p>Il Piano di Classificazione Acustica del Comune di Ferrara colloca l'intera area industriale in classe VI – Area</p>

Ns rif.

1667581LMA-V01_2020

Piano/Programma	Prescrizioni/Indicazioni	Livello di compatibilità
acustica e Piano d'azione	d'azione approvato con D.G.C. n. 487/2018, P.G. 117001 del 25/09/2018.	esclusivamente industriale per la quale valgono i limiti di immissione pari a 70/70 dB(A) in periodo diurno/notturno. Il Piano d'Azione non prevede prescrizioni specifiche per il progetto in analisi
Progetto Operativo di Bonifica della falda profonda del sito multisocietario	All'interno del polo petrolchimico è in corso l'attività di bonifica dello stabilimento Multisocietario, per quanto riguarda le acque della falda profonda, che sta procedendo in conformità al Progetto Operativo di Bonifica (POB) approvato.	Gli interventi in progetto, che interessano aree già attualmente occupate dagli impianti CEF, sono tali da non determinare interferenze dirette ed indirette con le attività di bonifica in corso.



6 Caratteristiche dimensionali e funzionali del progetto

Per una migliore comprensione del progetto proposto e la valutazione degli impatti indotti dalla realizzazione del progetto proposto, nel Quadro di Riferimento Progettuale dello Studio di Impatto Ambientale e quindi anche nella presente Sintesi Non Tecnica, la Centrale Termoelettrica di proprietà della società Centro Energia Ferrara S.r.l., sita nel Comune di Ferrara (FE) all'interno del polo petrolchimico è stata descritta, dal punto di vista impiantistico e delle prestazioni ambientali, nei seguenti scenari:

- scenario attuale autorizzato con Decreto del Ministero dell'Industria del Commercio e dell'Artigianato (MICA) n. 16463 del 5/06/1998 e con AIA, in corso di validità, rilasciata dalla Provincia di Ferrara con Atto P.G. n. 28355 del 31/03/2010 e s.m.i. (Centrale a ciclo combinato costituita da 2 turbogas + 1 turbina a vapore + 2 generatore di vapore a recupero) di potenza termica pari a 299 MWt e potenza elettrica lorda pari a circa 148,5 MWe;
- scenario di progetto, rappresentativo dell'assetto impiantistico proposto con il presente Studio che prevede la sostituzione dell'esistente impianto a ciclo combinato con due turbine a gas (o turbogas) a ciclo semplice OCGT (Open Cycle Gas Turbine) di potenza termica pari a circa 299 MWt e potenza elettrica lorda fino a 126 MWe (potenza elettrica lorda in Condizioni ISO 15°C, 60%UR pari a circa 120 MWe).

Il progetto prevede di utilizzare il più possibile le utilities e le infrastrutture già presenti in Centrale, previ opportuni adeguamenti, laddove necessario.

Tutte le opere in progetto ricadono all'interno dell'area del petrolchimico di Ferrara.

Per il collegamento della nuova Centrale alla rete gas di SNAM ed alla rete elettrica nazionale (RTN) saranno utilizzati i punti di connessione della Centrale esistente.

Le autorizzazioni necessarie all'esecuzione delle attività di dismissione degli attuali impianti saranno esperite con procedure separate, dunque gli interventi di demolizione da esso previsti non sono oggetto del progetto. La costruzione della Centrale nella configurazione di progetto descritta di seguito avverrà una volta completate le attività di dismissione.

Quindi, ai fini dello SIA:

- l'area dell'Impianto di produzione è da considerarsi libera dalle opere fuori terra, costituita da un piazzale pavimentato e caratterizzata dalla presenza di un unico edificio (edificio sala quadri e controllo) e i tre stalli dei trasformatori principali (e relativi muri di contenimento);
- l'area della stazione gas è da considerarsi completamente libera dalle apparecchiature fuori terra esistenti di trattamento del gas di proprietà CEF e pronta all'installazione delle nuove apparecchiature;
- l'Area uffici – magazzino e stazione elettrica è da considerarsi come nello stato attuale ovvero con tutte le apparecchiature e gli edifici funzionanti.

6.1 Descrizione della Centrale Termoelettrica autorizzata

La configurazione della Centrale Termoelettrica descritta nel presente paragrafo è quella autorizzata con Decreto del Ministero dell'Industria del Commercio e dell'Artigianato (MICA) n. 16463 del 5/06/1998 e con Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) rilasciata dalla Provincia di Ferrara con Atto P.G. n. 28355 del 31/03/2010 e s.m.i..

L'impianto CEF è costituito da una centrale termoelettrica di tipo a ciclo combinato alimentata a gas naturale con potenza termica di 299 MWt, destinata alla produzione di energia elettrica e vapore.

La centrale è costituita da due turbine a gas e da una turbina a vapore a condensazione; ogni turbina (gas e vapore) ha il suo generatore elettrico per una potenza complessiva di circa 148,5 MWe. La produzione di energia elettrica, al netto dei consumi interni, è interamente ceduta alla rete a 132 kV di Terna tramite cavi AT interrati di collegamento tra l'area produttiva e la stazione elettrica esistente.

Le turbine a gas utilizzano come combustibile esclusivamente gas naturale prelevato dal metanodotto della rete nazionale di Snam Rete Gas. Dal punto di connessione esistente alla rete nazionale ubicato nell'area della stazione gas, previa misura e filtrazione, il gas viene condotto all'area produttiva mediante metanodotto fuori terra.

Lo scarico di ogni turbina a gas è convogliato verso un generatore di vapore (uno per ciascuna turbina) che recupera il calore sensibile del gas per la produzione di vapore ad alta e bassa pressione.

Il vapore prodotto dalle caldaie è inviato alla turbina a vapore e, quando richiesto, una parte di esso è immesso nelle reti di distribuzione del complesso industriale mentre il resto è scaricato dalla turbina e condensato in uno scambiatore raffreddato ad aria.

La Centrale Termoelettrica autorizzata è costituita dai seguenti componenti principali che complessivamente costituiscono il gruppo di generazione:

- due turbine a gas modello V64.3 di realizzazione Ansaldo su licenza Siemens, alimentate a gas naturale;
- due generatori di vapore a recupero, a circolazione forzata, posti sui fumi di scarico di ciascuna turbina a gas che generano vapore surriscaldato a due livelli di pressione;
- una turbina a vapore a doppia ammissione e condensazione;
- un condensatore del vapore scaricato dalla turbina a vapore, raffreddato ad aria;
- tre generatori elettrici identici da 70 MVA/11.5 kV, raffreddati ad aria e rigidamente accoppiati a ciascuna turbina.

La Centrale è inoltre dotata dei seguenti sistemi ausiliari:

- Sistema di approvvigionamento gas naturale;
- Sistema di approvvigionamento idrico;



- Sistema di gestione acque reflue;
- Sistema di raffreddamento con torri ad umido;
- Sistema produzione aria compressa;
- Sistema antincendio;
- Sistema elettrico.

Le due turbine a gas, la turbina a vapore, i relativi generatori elettrici e sistemi ausiliari, sono ubicate all'interno dell'edificio sala macchine. L'altro edificio presente in Centrale è l'edificio sala quadri e controllo.

I generatori di vapore a recupero ed il condensatore ad aria sono posizionati esternamente all'edificio sala macchine.

Nell'area della stazione elettrica è presente un edificio adibito ad uffici ed a magazzino.

Il layout della Centrale nella configurazione attuale autorizzata è riportato in Figura 6.1a.

6.1.1 Bilancio energetico

Nella seguente Tabella 6.1.1a si riporta il bilancio energetico della Centrale autorizzata al carico nominale in assetto a piena condensazione.

Tabella 6.1.1a Bilancio Energetico Centrale Autorizzata AIA

Entrate		Produzione		Rendimento globale	
Potenza termica di combustione	Consumo gas naturale	Potenza elettrica lorda	Potenza elettrica netta	Elettrico lordo	Elettrico netto
A		B	C	B/A	C/A
[MWt]	[Sm ³ /h]	[MWe]	[MWe]	[%]	[%]
299	31.169 ⁽¹⁾	148,5	142,0	49,7	47,5

Note:

(1) Rif. PCI 8.250 kcal/Sm³

Gli autoconsumi di energia elettrica annui alla capacità produttiva sono pari a circa 6,5 MWe.

6.1.2 Uso di risorse

6.1.2.1 Materie prime

Le materie prime utilizzate dalla Centrale, nella configurazione autorizzata, sono essenzialmente prodotti chimici, quali oli, additivi e chemicals (deossigenante e ipoclorito di sodio (sol 14/15%)) utilizzati nei circuiti dell'acqua delle torri di raffreddamento degli ausiliari e nel ciclo termico.



6.1.2.2 Combustibili

La Centrale esistente produce energia elettrica utilizzando come combustibile gas naturale, prelevato dalla rete SNAM. Il consumo orario di gas della Centrale alla capacità produttiva è riportato al precedente §6.1.1.

E' inoltre presente un generatore elettrico di emergenza con motore diesel della potenza di 480 KW alimentato a gasolio. Il consumo di gasolio non è correlato alla capacità produttiva dell'impianto. Il consumo di gasolio nell'anno 2014 è stato di circa 4.600 tonnellate.

6.1.2.3 Prelievi idrici

La Centrale, nella configurazione autorizzata, utilizza le seguenti tipologie di acqua:

- Acqua demineralizzata per il reintegro del ciclo termico e del circuito di produzione vapore, fornita da Enipower;
- acqua chiarificata per il reintegro delle torri di raffreddamento fornita da Enipower;
- acqua servizi per il lavaggio delle aree di impianto fornita da IFM;
- acqua antincendio fornita da IFM;
- acqua potabile per usi igienico sanitari fornita da IFM.

Tutte le tipologie di acqua che vengono utilizzate dalla Centrale nella configurazione autorizzata sono fornite dal consorzio IFM e da Enipower che prelevano acqua grezza dal Fiume Po e la trattano, in funzione degli utilizzi, e provvedono alla sua distribuzione all'interno del plesso produttivo. La fornitura avviene sulla base di apposito contratto tra IFM e CEF e tra Enipower e CEF.

Ciascuna tipologia di acqua viene fornita alla Centrale con tubazione dedicata. La Centrale è dotata di un punto di misura (contatore) installato in prossimità di ciascun punto di fornitura ad eccezione che sulla fornitura di acqua antincendio il cui consumo viene stimato/calcolato.

Nell'Atto P.G. n. 63602 del 4/08/2011 di modifica non sostanziale dell'AIA P.G. n. 28355 del 31/03/2010 sono riportati i seguenti consumi:

- acqua per usi produttivi (acqua demineralizzata + acqua chiarificata): 159.381 m³/anno;
- Acqua antincendio (per esercitazioni e le prove) e servizi: 17.021 m³/anno;
- Acqua per uso potabile e servizi igienici: 960 m³/anno.

6.1.3 Interferenze con l'ambiente

6.1.3.1 Emissioni in atmosfera

I fumi provenienti dai TG sono emessi in atmosfera attraverso i camini dei GVR identificati come punti di emissione E1 ed E2.

La minimizzazione delle emissioni di NOx dai camini dei ciclo combinati E1 ed E2 è garantita dall'impiego di un sistema di controllo avanzato della combustione e da bruciatori a basse emissioni di NOx, di tipo DLN (Dry Low NOx).

La seguente Tabella 6.1.3.1a riporta le caratteristiche emissive alla capacità produttiva delle emissioni E1 ed E2 e i valori limite di concentrazione autorizzati dall'AIA vigente.

Tabella 6.1.3.1a Caratteristiche dei camini E1 ed E2 e valori limite di concentrazione prescritti dall'AIA vigente (valori riferiti a singolo camino)

Punto di emissione	E1/E2 ⁽⁵⁾
Altezza camino	40 m
Diametro camino	4 m
Portata volumetrica dei fumi secchi al 15% di O ₂	466.500 Nm ³ /h ⁽¹⁾
Concentrazione di NOx ⁽²⁾	62,5 mg/Nm ³
Concentrazione di NOx ⁽³⁾	50 mg/Nm ³
Concentrazione di CO ⁽²⁾	18,75 mg/Nm ³
Concentrazione di CO ⁽³⁾	15 mg/Nm ³
Concentrazione di Polveri ⁽⁴⁾	5 mg/Nm ³
Concentrazione di SO ₂ ⁽⁴⁾	35 mg/Nm ³

Note

(1) In caso di funzionamento di una sola turbina a gas, il valore della portata potrà risultare aumentato fino ad un valore pari a 536.475 Nm³/h.

(2) Valore limite medio orario, rif. fumi secchi al 15% O₂.

(3) Valore limite medio giornaliero, rif. fumi secchi al 15% O₂.

(4) Valore limite riferito alla media del periodo di campionamento, rif. fumi secchi al 3% O₂.

(5) Emissioni autorizzate per 24 ore/giorno, 7 giorni/settimana e 330 giorni/anno.

Su ogni camino (emissioni E1 ed E2) è installato un Sistema di Monitoraggio delle Emissioni (SME) per il monitoraggio in continuo degli inquinanti NOx e CO, oltre ad ossigeno residuo, temperatura ed umidità dai fumi. La Determinazione della portata è effettuata con metodo indiretto tramite esecuzione di calcolo stechiometrico secondo modalità condivise con ARPA.

In AIA sono inoltre riportati i seguenti punti di emissione secondari:

- E3 - sfiato cassa olio lubrificante turbogas 1;
- E4 - sfiato cassa olio lubrificante turbogas 2;
- E5 - sfiato cassa olio lubrificante turbina a vapore.
- E6 ed E7: sfiati di gas naturale nei transitori che si originano durante la procedura di fermata delle turbine a gas in quanto il gas che rimane racchiuso nel breve tratto di tubazione tra le valvole di intercettazione è scaricato in atmosfera;
- E8: scarico del generatore elettrico di emergenza diesel;
- E110A ed E110B: prodotte dal vapore acqueo delle 2 torri di raffreddamento ad umido.

Le emissioni E3, E4 ed E5 sono prodotte dai vapori caldi dell'olio sfiatati dalle casse olio di lubrificazione delle turbine. Esse sono convogliate in atmosfera ad un'altezza di circa 25 m e sono dotate di un sistema di abbattimento delle nebbie olio realizzato per mezzo di filtri elettrostatici.



6.1.3.2 Effluenti liquidi

La Centrale CEF di Ferrara, nella configurazione attuale autorizzata AIA, presenta i seguenti punti di scarico:

- Scarico S1 (pozzetto CEF-P1) al quale vengono inviate le acque reflue di processo costituite dagli spurghi di processo (fondamentalmente acqua di caldaia demineralizzata e trattata, condense di vapore e spurghi provenienti dalle torri di raffreddamento), dalle acque oleose provenienti dalla sala macchine e dalle acque meteoriche che ricadono dentro le vasche dei trasformatori. Tale scarico recapita nella rete fognaria dello stabilimento petrolchimico di IFM;
- Scarico S2 (pozzetto CEF-B1) e scarico S3 (pozzetto CEF-B2) ai quali vengono inviate le acque meteoriche ricadenti nell'area dell'impianto di produzione e le acque di lavaggio piazzali delle aree esterne della stessa area raccolte dalla rete fognaria bianca dell'impianto di produzione. Allo scarico S2 vengono recapitati anche i reflui civili dell'area produttiva raccolti dalla rete fognaria bianca. Gli scarichi S2 ed S3 scaricano nella rete fognaria delle acque bianche dello stabilimento petrolchimico gestita da IFM;
- Scarico S4 (pozzetto CEF-B3) al quale vengono inviate le acque meteoriche ricadenti nell'area della stazione elettrica e nell'area uffici/magazzini, le acque di lavaggio piazzali delle aree esterne dell'area uffici/magazzini e i reflui civili generati nell'area uffici/magazzini. Tale scarico recapita nella rete fognaria delle acque bianche dello stabilimento petrolchimico gestita da IFM.

Nell'Atto P.G. n. 63602 del 4/08/2011 di modifica non sostanziale dell'AIA P.G. n. 28355 del 31/03/2010 gli scarichi di processo sono quantificati in 33.478 m³/anno e gli scarichi meteorici e civili sono quantificati in 14.642 m³/anno.

La ricezione degli scarichi idrici della Centrale da parte di IFM avviene sulla base di apposito contratto con CEF.

Allo scarico S1 sono rispettati i limiti di accettabilità stabiliti nel contratto di conferimento nella fognatura di processo di IFM che recapita al depuratore.

Agli scarichi S2, S3 e S4 vengono rispettate le prescrizioni dell'AIA vigente.

Inoltre in conformità all'AIA vigente, CEF effettua:

- un autocontrollo in continuo della portata ed un campionamento mensile (nel pozzetto CEF-P1) per la determinazione dei parametri pH, Solidi sospesi totali, COD (come O₂), idrocarburi totali, fosforo totale (come P) e Azoto ammoniacale (come NH₄) allo scarico S1, in accordo con IFM;
- un campionamento mensile (nei pozzetti CEF-B1, CEF-B2 e CEF-B3) per la determinazione dei parametri pH, Solidi speciali totali, COD (come O₂) ed Escherichia coli (quest'ultimo solo per gli scarichi S2 ed S4) agli scarichi S2, S3 ed S4.



6.1.3.3 Rifiuti

I rifiuti prodotti dalla Centrale sono sostanzialmente legati ad attività manutentive impiantistiche, per le quali non è possibile definire il quantitativo prodotto alla capacità produttiva, essendo la loro produzione sostanzialmente indipendente dalla marcia della Centrale stessa.

La società controlla e gestisce i rifiuti prodotti nel rispetto dell'AIA e della normativa vigente.

6.1.3.4 Rumore

Le principali sorgenti acustiche della centrale nella configurazione autorizzata sono: Condensatore ad aria del vapore, Turbine a gas e a vapore e relativo alternatore, Trasformatori elevatori e ausiliari, GVR e annessi camini, pompe, torri di raffreddamento evaporative e compressori aria.

Per contenere l'impatto acustico, alcune apparecchiature, quali le turbine, i generatori, i riduttori ed i relativi sistemi ausiliari sono ubicati all'interno di un edificio chiuso (edificio sala macchine).

6.2 Descrizione della Centrale nella configurazione di progetto

Il “Progetto di ammodernamento con miglioramento ambientale della Centrale Termoelettrica Centro Energia Ferrara” prevede sostanzialmente l’installazione di n. 2 turbogas a ciclo aperto (OCGT) alimentati a gas naturale aventi una potenza termica di combustione complessiva pari a 299 MWt ed una potenza elettrica lorda totale installata fino a 126 MWe.

I turbogas (denominati TG1 e TG2) operano utilizzando come combustibile gas naturale, opportunamente portato alle adeguate condizioni di pressione (saranno installati compressori per il gas naturale in arrivo dalla rete) e temperatura.

I fumi provenienti dai turbogas sono convogliati in atmosfera attraverso un camino ciascuno dopo trattamento con sistema SCR (selective catalytic reduction) e CO cat (CO catalyst) per il controllo delle emissioni di NOx e CO al fine di rispettare i limiti richiesti.

Tutti gli interventi in progetto saranno localizzati all’interno del confine dello stabilimento petrolchimico nelle aree già attualmente occupate dagli impianti esistenti (Figura 2a e 2b).

Per incrementare la potenza elettrica prodotta dalle turbine a gas si opererà con una iniezione di acqua demineralizzata in uno stadio intermedio del compressore. Inoltre le turbine a gas saranno dotate di sistema di iniezione acqua nebulizzata nell’aria di combustione durante l’esercizio ad alte temperature ambiente allo scopo di ridurre la temperatura dell’aria di aspirazione e migliorare le prestazioni.

L’acqua demineralizzata necessaria per i suddetti servizi sarà prelevata dalla rete acqua demineralizzata di stabilimento ed affinata con un sistema di trattamento ad elettrodeionizzazione fino alla qualità richiesta dal costruttore delle turbine a gas.

Il raffreddamento dei circuiti olio dei turbogas e dei generatori elettrici sarà effettuato con acqua in circuito chiuso raffreddata tramite aerotermini.

I sistemi di processo necessari per il nuovo impianto OCGT e mutuati dall’impianto esistente CCGT con opportuni eventuali adattamenti o modifiche sono i seguenti:

- Allaccio alla fornitura SNAM Rete Gas da condotta di prima specie;
- Allaccio di alimentazione acqua servizi;
- Allaccio di alimentazione acqua demineralizzata;
- Allaccio di alimentazione acqua potabile;
- Parte della rete di raccolta reflui;
- Punti di conferimento reflui.

I principali sistemi di processo necessari per il nuovo impianto OCGT di nuova installazione sono i seguenti:

- turbogas e loro ausiliari;
- impianto di affinamento acqua demi;



- sistema di distribuzione acqua demi alle utenze;
- nuova stazione di ricezione gas con misura fiscale e filtri;
- linea di alimentazione gas naturale ai nuovi turbogas;
- sistema di compressione gas naturale;
- sistema acqua di raffreddamento in ciclo chiuso con aerotermini;
- sistema trattamento fumi (SCR + CO cat);
- sistema di stoccaggio pompaggio e distribuzione soluzione di urea per sistemi di abbattimento emissioni;
- reti di raccolta reflui in aree interessate dai nuovi interventi;
- nuova vasca di raccolta acque di processo e pompe di rilancio a rete di stabilimento petrolchimico;
- sistema di produzione, stoccaggio e distribuzione aria compressa strumenti e servizi;
- sistema di distribuzione acqua servizi;
- Nuovi Trafo di BT/MT e relative apparecchiature;
- Diesel di emergenza;
- Nuovi cavi AT in sostituzione degli attuali se non idonei;
- Nuove apparecchiature AT 132 kV (interruttori, sezionatori, Trasformatori) in sostituzione delle attuali se non riutilizzabili.

Le aree interessate e gli interventi realizzativi si possono riassumere come segue:

- **Area stazione gas:** sarà realizzata una nuova stazione di filtrazione e misura presso l'area della stazione gas;
- **Linea di alimentazione gas naturale:** sarà realizzata una nuova tubazione con pressioni e temperature di progetto adeguate ai nuovi turbogas, sostituendo l'attuale linea di alimentazione che corre in un tratturo tubazioni e su un rack attraverso lo stabilimento per circa 630 m.
- **Area Impianto di produzione:** area di centrale vera e propria dove saranno installati i macchinari di produzione. Nell'area è presente un edificio elettrico e di controllo esistente che sarà riutilizzato previo ricondizionamento e rifacimento degli impianti HVAC. In quest'area saranno installati i turbogas, i loro ausiliari, il sistema trattamento fumi, la stazione di compressione gas naturale, i serbatoi di stoccaggio urea, il gruppo elettrogeno di emergenza e il sistema di produzione, stoccaggio e distribuzione aria compressa strumenti e servizi. L'area dell'impianto di produzione sarà dotata di recinzione con sistemi di videosorveglianza;
- **Linea AT di connessione alla sottostazione elettrica:** con riferimento ai cavi AT esistenti di collegamento tra l'Area produttiva e la sottostazione elettrica, si precisa che la certezza circa la possibilità di riutilizzarli tal quali si potrà avere solo in fase di progettazione esecutiva, a seguito degli esiti delle prove di isolamento e tensione applicata. Pertanto, ai fini del presente progetto, seguendo un approccio di tipo cautelativo volto alla massimizzazione degli impatti ambientali, si prevede la sostituzione dei cavi AT esistenti con dei nuovi seguendo lo stesso tracciato.
- **Area sottostazione elettrica ed edificio uffici magazzino ed officine:** resterà sostanzialmente invariata rispetto all'attuale centrale CCGT con riutilizzo degli stalli esistenti

della sottostazione elettrica previa verifica di idoneità in fase di progettazione esecutiva ed il riutilizzo dell'esistente edificio uffici, magazzino ed officina.

In Figura 6.2a si riporta il layout della Centrale nella sua configurazione di progetto con il dettaglio sulla nuova sezione di generazione OCGT.

6.2.1 Bilancio energetico

Nella seguente Tabella 6.2.1a si riporta il bilancio energetico della Centrale nella configurazione di progetto al carico nominale (rif. Condizioni ISO 15°C, 60%UR).

Tabella 6.2.1a *Bilancio energetico della Centrale – Configurazione di progetto*

Entrate		Produzione		Rendimento globale	
Potenza termica di combustione	Consumo gas naturale	Potenza elettrica lorda	Potenza elettrica netta	Elettrico lordo	Elettrico netto
A		B	C	B/A	C/A
[MWt]	[Sm ³ /h]	[MWe]	[MWe]	[%]	[%]
299	31.169 ⁽¹⁾	119,7	116,63	40,03	39,01

Note:

(1) Rif. PCI 8.250 kcal/Sm³

Il consumo annuo di gas naturale della Centrale, alla capacità produttiva, considerando un funzionamento di 8.760 ore/anno, è pari a circa 273.040 kSm³/anno.

La produzione di energia elettrica lorda annua della Centrale (ai morsetti dei generatori) alla capacità produttiva, considerando un funzionamento di 8.760 ore/anno, è pari a circa 1.049 GWh/anno, mentre quella elettrica netta (immessa in rete) è pari a circa 1.022 GWh/anno.

Gli autoconsumi di energia elettrica annui alla capacità produttiva, considerando un funzionamento di 8.760 ore/anno, sono pari a circa 26.871 MWhe.

6.2.2 Uso di risorse

6.2.2.1 Materie prime

Le principali materie prime che saranno utilizzate in Centrale nella configurazione di progetto sono gli oli lubrificanti delle turbine a gas e l'urea utilizzata nell'impianto SCR per la riduzione degli ossidi di azoto.

I consumi annui, stimati alla capacità produttiva, sono pari a circa 11,8 t/anno per l'olio lubrificante e circa 964 t/anno per l'urea (soluzione acquosa al 40%).



Le acque di raffreddamento in circuito chiuso degli ausiliari saranno addizionate con glicole ai fini antigelo (<50 t/anno), inibitore di corrosione (ca. 1 m³/anno) e correttore di pH (ca. 1 m³/anno).

L'urea sarà stoccata in due appositi serbatoi con una capacità di 40 m³ ciascuno ubicati all'interno di bacino di contenimento.

L'olio fresco in fusti sarà installato all'interno di un deposito prefabbricato (tipo container) dotato di vasca di contenimento.

Le altre materie prime saranno stoccate all'interno dell'edificio magazzino: i contenitori delle sostanze liquide saranno ubicati al di sopra di appositi bacini di contenimento.

6.2.2.2 Combustibili

I turbogas utilizzeranno esclusivamente come combustibile gas naturale.

Il consumo annuo della Centrale, alla capacità produttiva, considerando un funzionamento di 8.760 ore/anno, è pari a circa 273.040 kSm³/anno.

La nuova Centrale sarà dotata di un generatore diesel di emergenza da 600 kVA che sarà alimentato a gasolio. Il consumo massimo di gasolio del diesel di emergenza, considerando conservativamente un funzionamento di 500 ore/anno, è pari a 60 m³/anno.

6.2.2.3 Prelievi idrici

La Centrale, nella configurazione di progetto, utilizza le seguenti tipologie di acqua:

- Acqua demineralizzata fornita da Enipower per il sistema intercooler del compressore dei turbogas, per il sistema di raffreddamento dell'aria in ingresso ai turbogas, per il reintegro dei circuiti chiusi di raffreddamento dei macchinari e per il lavaggio del compressore dei turbogas;
- acqua servizi per il lavaggio delle aree di impianto fornita da IFM;
- acqua antincendio fornita da IFM;
- acqua potabile per usi igienico sanitari fornita da IFM.

Il progetto non introduce modifiche alle modalità di approvvigionamento idrico della Centrale: per la fornitura delle suddette acque saranno utilizzate le tubazioni già presenti che saranno adeguate in funzione del nuovo layout.

L'acqua demineralizzata fornita da Enipower non ha le caratteristiche di purezza richieste dai fornitori delle turbine a gas e quindi sarà installato un impianto di affinamento a elettrodeionizzazione per trattarla al fine di ottenere le caratteristiche richieste.

Nella tabella seguente si riporta una stima dei consumi di acqua demineralizzata alla capacità produttiva nella configurazione di progetto.

Tabella 6.2.2.3a Consumo annuo acqua demineralizzata, stimato alla capacità produttiva

Tipologia di Acqua	Utilizzo	U.d.M	Consumo
Acqua demineralizzata	sistema intercooler del compressore dei turbogas (Power Increase)	m ³ /anno	128.247
	sistema di raffreddamento dell'aria in ingresso ai turbogas (evaporative cooling)		3.120
	reintegro dei circuiti chiusi di raffreddamento dei macchinari		365
	Lavaggio del compressore dei turbogas		12
	Totale	m³/anno	131.744

I consumi dell'acqua servizi, dell'acqua antincendio e dell'acqua potabile rimarranno sostanzialmente invariati rispetto a quelli della centrale attuale in quanto il progetto non comporta una variazione del loro utilizzo.

6.2.2.4 Suolo

Tutte le opere in progetto ricadono all'interno dell'area del petrolchimico di Ferrara.

In particolare gli interventi in progetto interessano:

- l'area impianto di produzione in cui verrà installata la nuova sezione di generazione;
- l'area della stazione gas in cui verranno installati un sistema duplex di filtrazione ed un sistema di misura fiscale;
- la pipeway dove corre la tubazione del gas attuale che verrà sostituita, mantenendo il solito tracciato, con una nuova tubazione adeguata alle pressioni maggiori richieste dai nuovi TG;
- l'area interessata dal tracciato del cavo AT (che si suppone di sostituire) di collegamento dei trasformatori elevatori alla stazione elettrica esistente.

Le suddette aree sono tutte di tipo industriale.

La realizzazione del progetto non comporta consumo di "nuovo suolo".

6.2.3 Interferenze con l'ambiente

6.2.3.1 Emissioni in atmosfera

Ciascun turbogas è dotato di un proprio camino (TG1: Camino E1; TG2: camino E2), di un catalizzatore per l'abbattimento del CO e di un impianto SCR (Selective Catalytic Reduction – Riduzione Catalitica Selettiva) per l'abbattimento degli Ossidi di Azoto.

I turbogas saranno dotati di bruciatori a bassa emissione di inquinanti del tipo DLE (Dry Low Emission).

L'installazione dell'impianto SCR comporta la presenza di una ridotta concentrazione di ammoniaca nei fumi che tuttavia è minimizzata dal sistema di automazione che controlla il dosaggio del reagente.

Le nuove turbine a gas, essendo alimentate a gas naturale, hanno emissioni di SO₂ e polveri non significative.

Si fa presente che la Centrale rispetterà i livelli di emissioni in atmosfera associati alle migliori tecniche disponibili per turbine a ciclo semplice (OCGT) nuove, 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. Nello specifico per gli NO_x sarà rispettato il limite inferiore dell'intervallo dei BAT-AEL per ottemperare alle richieste dal Piano Aria Integrato Regionale.

Nella seguente tabella si riportano le caratteristiche geometriche ed emissive dei camini E1 e E2, rispettivamente associati al TG1 e al TG2, alla capacità produttiva.

Tabella 6.2.3.1a Caratteristiche geometriche ed emissive dei camini E1 e E2

ID	Altezza camino [m]	Diametro camino [m]	Portata fumi [Nm ³ /h] ⁽¹⁾	Temp. Fumi [°C]	Velocità Fumi [m/s]	Concentrazione [mg/Nm ³] ⁽¹⁾		
						NO _x	CO	NH ₃
E1	40	4	509.260	408,5	29	25 ⁽²⁾	100 ⁽²⁾	5 ⁽³⁾
						15 ⁽³⁾	40 ⁽³⁾	
E2	40	4	509.260	408,5	29	25 ⁽²⁾	100 ⁽²⁾	5 ⁽³⁾
						15 ⁽³⁾	40 ⁽³⁾	
Note								
(1) Rif. fumi secchi @ 15% di O ₂ .								
(2) Concentrazioni medie giornaliere.								
(3) Concentrazione media annua.								

L'adozione delle migliori tecnologie ad oggi disponibili, consentiranno di conseguire una drastica riduzione delle emissioni in atmosfera di NO_x rispetto alla configurazione attuale autorizzata della CTE. Nella seguente tabella si riporta un confronto tra le emissioni massiche annue di NO_x della Centrale nello scenario Attuale Autorizzato e in quello di Progetto.

Tabella 6.2.3.1b Emissioni massiche annuali a confronto tra stato attuale autorizzato e stato di progetto

Inquinante	Stato attuale autorizzato	Stato di progetto	Differenza
NOx [t/anno]	369,5	133,84	235,66

La realizzazione del progetto comporta dunque una notevole diminuzione delle emissioni massiche annue di NOx, pari a 235,66 t/anno.

I camini dei nuovi turbogas saranno dotati di sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni (SME) in atmosfera che monitorerà i principali parametri di processo quali portata fumi, % ossigeno, temperatura, pressione e la concentrazione di ossidi di azoto (NOx), ammoniaca (NH3) e monossido di carbonio (CO).

La nuova centrale sarà dotata di un nuovo generatore diesel di emergenza dedicato (punto di emissione E3), da 600 kVA, che sarà alimentato a gasolio. Il punto di emissione dei fumi di scarico del nuovo generatore diesel di emergenza non è soggetto ad autorizzazione, ai sensi dell'Art. 272 comma 5 del D.Lgs.152/06.

Infine in Centrale saranno presenti i seguenti sfiati in atmosfera NON derivanti dal processo di combustione:

- sfiati aria ventilazione sistema olio: derivanti dal sistema di ventilazione (depressione) del sistema di lubrificazione dei TG (1 sfiato per ogni macchina). Tali sfiati sono provvisti di sistema di filtrazione e sono in servizio quando è attivo il sistema di lubrificazione (essenzialmente con l'impianto in funzione);
- sfiati vent metano: riconducibili alla depressurizzazione di brevi tratti delle linee gas metano in occasione delle fermate dei TG (sicurezza) o dei compressori gas, ed eccezionalmente alla depressurizzazione linee in caso di intervento sistema antincendio e allo scarico delle valvole di sicurezza per sovrappressione;
- sfiati serbatoi: riconducibili ai vent dei serbatoi (es. dei prodotti chimici) per la sicurezza del serbatoio stesso (depressione / sovrappressione).

6.2.3.2 Effluenti liquidi

Per la gestione delle acque reflue prodotte dal nuovo impianto saranno utilizzate le reti fognarie già presenti nell'area produttiva che saranno adeguate o estese, laddove non presenti, mediante tratti di nuova realizzazione, alle aree interessate dagli interventi in progetto. La filosofia di gestione delle acque reflue sarà la stessa della Centrale Esistente.

I punti di scarico nella configurazione di progetto saranno gli stessi della configurazione attuale autorizzata AIA.

Dato che le turbine sono a ciclo aperto raffreddate ad aria e che gli impianti SCR non generano reflui liquidi durante il loro funzionamento i reflui di processo prodotti dall'esercizio del nuovo impianto sono contenuti e costituiti fundamentalmente dagli eluati dell'impianto di affinamento dell'acqua DEMI.



Nella configurazione di progetto saranno generate le seguenti tipologie di reflui liquidi, ciascuna gestita con una rete dedicata:

- *Acque potenzialmente contaminate e di processo;*
- *Acque dilavanti;*
- *Acque reflue civili.*

Le *Acque potenzialmente contaminate e di processo*, generate esclusivamente nell'area impianto di produzione, sono costituite fondamentalmente da:

- acque meteoriche o di lavaggio dilavanti le aree occupate dai turbogas e dai relativi ausiliari, dai sistemi SCR, dai camini e dagli SME, l'area sotto il rack a servizio dell'isola di potenza;
- le acque meteoriche che ricadono dentro i bacini di contenimento dei serbatoi dell'urea e dentro le vasche dei trasformatori;
- le acque meteoriche ricadenti nell'area all'aperto dell'isola ecologica in cui saranno presenti cassoni scarrabili coperti;
- le acque di lavaggio della pavimentazione dei cabinati del diesel di emergenza e dei compressori gas naturale e del locale compressori aria;
- gli eluati dell'impianto di affinamento dell'acqua DEMI;
- le acque derivanti dai drenaggi delle apparecchiature;
- gli scarichi provenienti dal lavaggio off-line dei compressori delle turbine a gas (pari a circa 12 m³/anno).

Tali acque saranno recapitate nella rete scarichi di processo e convogliate alla vasca trappola/polmone di nuova installazione (CEF-P1), avente capacità di circa 124 m³ (capacità definita in base alla superficie di scolo delle acque meteoriche potenzialmente oleose/acide/alcaline pari a 2.100 m² e al dato di altezza di piovosità eccezionale di durata 1 h calcolata con tempo di ritorno di 50 anni, pari a 58,95 mm) che trattiene gli oli e le particelle solide pesanti. Come già avviene attualmente i reflui in uscita dalla vasca trappola/polmone saranno rilanciati, mediante due pompe da 20 m³/h ciascuna (stessa portata di quelle attuali), al pozzetto terminale CEF-P1 (scarico S1) che immette i reflui nella rete fognaria delle acque reflue di processo della società IFM che recapita al depuratore "TAS" dello Stabilimento petrolchimico di Ferrara, gestito dalla stessa IFM.

Le *Acque dilavanti* sono costituite da:

- acque meteoriche o di lavaggio dilavanti il resto delle superfici dell'area impianto di produzione non servite dalla rete acque di processo. Come nella configurazione attuale queste acque sono raccolte mediante rete fognaria dedicata (fognatura bianca) e convogliate nei pozzetti terminali CEF-B1 (Scarico S2) e CEF-B2 (Scarico S3), i quali scaricano alla fognatura delle acque bianche di IFM (che a sua volta, attraverso il proprio scarico n. 8, scarica nel Canale Boicelli);
- acque meteoriche o di lavaggio dilavanti le aree della stazione elettrica e degli uffici/magazzini. Come nella configurazione attuale queste acque sono raccolte mediante rete fognaria dedicata (fognatura bianca) e convogliate al pozzetto terminale CEF-B3 (Scarico S4) il quale scarica



alla fognatura delle acque bianche di IFM (che a sua volta, attraverso il proprio scarico n. 8 scarica nel Canale Boicelli).

Le *Acque reflue civili* sono costituite da:

- reflui civili generati nell'area produttiva. Come nella configurazione attuale queste acque, previo trattamento in fossa settica ad ossidazione totale, sono convogliati nella fogna bianca dell'area produttiva che confluisce nel pozzetto CEF-2 e da questo nel pozzetto terminale CEF-B1 il quale scarica nella fognatura bianca IFM (punto di scarico S2);
- reflui civili generati nell'area uffici/magazzini. Come nella configurazione attuale queste acque, previo trattamento in fossa settica ad ossidazione totale, sono convogliati, mediante il pozzetto CEF-1, nella fogna bianca a servizio dell'area uffici/magazzini e stazione elettrica che confluisce nel pozzetto finale CEF-B3 (Scarico S4) il quale scarica alla fognatura delle acque bianche di IFM (che a sua volta, attraverso il proprio scarico n. 8 scarica nel Canale Boicelli).

Nella configurazione di progetto le acque derivanti dal processo produttivo scaricate attraverso lo scarico S1 (al netto delle acque meteoriche, di lavaggio e dei drenaggi delle apparecchiature non quantificabili in quanto non correlabili al processo produttivo) saranno costituite dagli eluati dell'impianto di affinamento dell'acqua DEMI e dagli scarichi provenienti dal lavaggio off-line dei compressori delle turbine a gas, pari a circa 26.300 m³/anno. Si avrà pertanto una diminuzione rispetto alla configurazione attuale autorizzata dove le acque derivanti dal processo produttivo scaricate attraverso lo scarico S1 (sempre al netto delle acque meteoriche, di lavaggio e dei drenaggi delle apparecchiature non quantificabili in quanto non correlabili al processo produttivo), costituite dagli spurghi delle torri di raffreddamento e dei generatori di vapore a recupero, sono pari a circa 33.500 m³/anno.

Lo scarico S1 anche nell'assetto di progetto rispetterà i limiti di accettabilità stabiliti nel contratto di conferimento nella fognatura di processo di IFM che recapita al depuratore.

Per quanto riguarda gli scarichi S2, S3 e S4 il progetto non comporta variazioni significative in termini di quantità e qualità delle acque reflue scaricate che quindi continueranno a rispettare le prescrizioni dell'AIA vigente.

6.2.3.3 Rifiuti

Per quanto riguarda la produzione di rifiuti non si prevedono variazioni significative in merito alle tipologie ed ai quantitativi tra la configurazione attuale autorizzata e quella di progetto.

I principali rifiuti prodotti dalle nuove apparecchiature in progetto saranno sostanzialmente legati alle attività manutentive impiantistiche.

I principali rifiuti prodotti dalla manutenzione ordinaria delle apparecchiature sono costituiti da olio esausto pari a circa 10 t/anno e acqua del circuito di raffreddamento degli ausiliari dei TG in caso di svuotamento per manutenzione pari a circa 20 t/anno.



Nella configurazione di progetto le aree di deposito temporaneo dei rifiuti della Centrale saranno riorganizzate in un'area dedicata (isola ecologica) di nuova realizzazione in parte sotto tettoia e in parte all'aperto. L'area sotto la Tettoia sarà pavimentata, cordolata e munita di pozzetto di raccolta a tenuta (closed drain). Nell'area all'aperto saranno presenti cassoni scarrabili coperti. Quest'ultima area sarà connessa alla rete fognaria delle acque di processo.

I rifiuti della Centrale saranno stoccati e gestiti in conformità all'AIA e alla normativa vigente.

6.2.3.4 Rumore

Le principali sorgenti acustiche presenti nella configurazione di progetto della Centrale comprendono:

- package turbina a gas (generatore e turbina);
- aspirazione aria TG;
- bocca e corpo camino;
- trasformatori elevatori TG;
- compressori gas;
- compressori aria.

La turbina a gas, il generatore, i compressori dell'aria e del gas saranno localizzati all'interno di cabinati insonorizzati e/o edifici per ridurre al massimo la propagazione del rumore.

I camini dei nuovi turbogas saranno dotati di silenziatore costituito da setti di materiale fonoassorbente.

6.3 Fase di cantiere

Le principali attività di cantiere civile da eseguire nell'ambito del progetto in esame sono sostanzialmente legate a demolizioni (le demolizioni degli impianti esistenti non sono oggetto del progetto) e opere di nuova realizzazione.

Per quanto riguarda le demolizioni/dismissioni strettamente legate alla realizzazione del nuovo impianto, le attività da effettuare sono sostanzialmente quelle di demolizione delle fondazioni e dei relativi sottoservizi che insistono nell'area di intervento, di rimozione dei cavi AT di collegamento dei trasformatori elevatori alla stazione elettrica e di rimozione della tubazione di alimentazione del gas naturale.

Per quanto concerne gli interventi di nuova realizzazione, le attività di cantiere previste possono essere sintetizzate nelle seguenti macro voci:

- pulizia del sito;
- rilevamenti topografici;
- opere di palificazione e consolidamento terreno;
- scavi generali ed eventuali opere provvisoriale;
- getti di calcestruzzo di sottofondo e strutturale;
- posa di casseri in legno o in ferro;



- posa in opera delle armature (piegatura e posa in opera);
- posa di tirafondi di ancoraggio, piastre, in generale inserti e/o predisposizione da annegare nei getti;
- esecuzione degli scavi, posa e riempimento di tutti i servizi interrati (antincendio, fognature, condotti cavi, etc.), inclusa la modifica e la risistemazione dei sottoservizi esistenti interferenti con le nuove opere in progetto;
- realizzazione pozzetti per tubazioni e cavi;
- realizzazione canalette e cunicoli;
- realizzazione nuova vasca trappola/polmone di raccolta reflui di processo;
- realizzazione delle opere in elevazione in carpenteria metallica tamponata con pannelli tipo sandwich: edificio compressori aria e edificio magazzino;
- montaggio componenti in carpenteria metallica di sostegno delle apparecchiature;
- posa della nuova tubazione gas sulla pipeway esistente;
- posa del nuovo elettrodotto in cavo AT di collegamento dei trasformatori di step-up alla sottostazione elettrica;
- esecuzione di pavimenti e rivestimenti compresa la formazione di giunti e sigillature;
- opere varie di finitura (murature, intonaci, tinteggiature, impermeabilizzazioni, etc.);
- Ricondizionamento dell' esistente edificio elettrico, con rifacimento impiantistica civile elettrica ed HVAC;
- ripristino dell'area.

Le aree di lavorazione, destinate a stoccaggio materiali, installazione uffici e depositi temporanei, officine, spogliatoi e quanto altro necessario alla realizzazione dell'opera, saranno tutte interne all'area di produzione della centrale CEF.

Gli scavi per la demolizione delle fondazioni e dei sottoservizi esistenti e per la realizzazione delle nuove fondazioni possono arrivare fino a circa 2,4 metri di profondità rispetto al piano campagna.

È prevista anche la realizzazione dei pali rotoinfissi di sostegno delle nuove fondazioni dei turbogeneratori, dell'SCR e dei camini e delle altre fondazioni che necessitano elevata portanza. I pali definiti dal progetto saranno di tipo rotoinfisso, diametro 600 mm e lunghezza 20 m, con punta rotocompattante a perdere e tubo camicia tale da non permettere la risalita di acqua di falda e la rimozione di suolo grazie alla punta che spiazza il suolo stesso compattandolo sulle pareti del foro.

Le indagini effettuate in sito rivelano una soggiacenza della falda freatica fino a circa 1,2-1,3 m di profondità. Le acque della falda freatica pompate per mantenere gli scavi in asciutta saranno inviate nella fognatura delle acque reflue di processo della centrale CEF esistente e quindi confluite alla rete fognaria delle acque reflue di processo della Società IFM che recapita al depuratore "TAS" dello Stabilimento petrolchimico di Ferrara, gestito dalla stessa IFM.

Allo scopo di ridurre il più possibile l'emissione di polveri da parte del cantiere verranno adottati tutti gli accorgimenti tecnici e le norme di buona pratica atti a minimizzare le emissioni di polveri.

Laddove necessario sarà effettuata la bagnatura delle aree di lavoro.

Durante le attività di costruzione il consumo principale di acqua sarà dovuto all'umidificazione delle aree di cantiere. I quantitativi di acqua prelevati si stimano modesti e limitati nel tempo, forniti senza difficoltà dalla rete di Centrale.

I rifiuti saranno gestiti secondo quanto previsto dalla normativa vigente per il deposito temporaneo rifiuti. Essi verranno quindi inviati a centri qualificati per essere recuperati/smaltiti.

Il massimo traffico giornaliero indotto dal cantiere sarà di circa 40 mezzi pesanti ed avverrà durante le fasi di esecuzione degli scavi e successivamente del getto di calcestruzzo per la realizzazione delle fondazioni.

Il personale occupato nelle attività di cantiere sarà variabile da poche unità nelle fasi iniziali e finali, per arrivare a 100-150 persone nel periodo di massima sovrapposizione delle attività.

La fase di cantiere per la realizzazione delle opere in progetto durerà circa 24 mesi (21 mesi la costruzione e 3 mesi il commissioning).

6.3.1 Demolizioni delle strutture esistenti

Per realizzare il nuovo impianto dovranno essere rimosse le fondazioni interferenti e parte dei sottoservizi che insistono nell'area di intervento, i cavi AT di collegamento dei trasformatori elevatori alla stazione elettrica e la tubazione di alimentazione del gas naturale.

I rifiuti prodotti nel corso delle operazioni di demolizione saranno gestiti secondo quanto previsto dalla normativa vigente.

6.4 Dismissione dell'impianto a fine vita

Nello Studio di Impatto Ambientale è stata fornita una descrizione sintetica delle attività necessarie per la dismissione del nuovo impianto OCGT alla fine della sua vita tecnica.

Il progetto di dettaglio relativo alla dismissione sarà presentato, con congruo anticipo rispetto alla data effettiva, agli Enti competenti al fine di ottenere le necessarie autorizzazioni.

Lo scenario ipotizzato, a dismissione avvenuta, è rendere disponibile il sito ad una futura utilizzazione industriale a scopi di produzione energetica.

6.5 Allineamento dell'impianto con le BAT Conclusions

Nello SIA è stata condotta una dettagliata analisi comparativa delle prestazioni ambientali della centrale nella configurazione di progetto rispetto alle Best Available Techniques (BAT) di settore applicabili.

Ns rif.1667581LMA-V01_2020

La valutazione effettuata ha evidenziato la conformità del progetto alla documentazione di riferimento costituita dalle 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.

7 Stato attuale delle componenti ambientali e stima degli impatti

Di seguito si riporta in forma tabellare, per ciascuna componente ambientale analizzata nello SIA, una descrizione sintetica dello stato attuale, degli impatti attesi per effetto delle attività di cantiere e di esercizio del progetto, le misure di mitigazione che verranno adottate e le attività di monitoraggio ambientale previste. Si precisa che per nessuna componente ambientale analizzata, visti gli impatti attesi, sono state previste misure di compensazione.

Per quanto riguarda gli impatti, sia in fase di cantiere che di esercizio, è stata colorata la cella di riferimento a seconda della loro entità, come mostrato sotto.

Impatto non significativo	Impatto medio	Impatto significativo
---------------------------	---------------	-----------------------

7.1 Componente atmosfera e qualità dell'aria

Componente Ambientale	Fase		
	Prima della realizzazione dei lavori	Durante la realizzazione dei lavori	Durante l'esercizio
Stato Attuale della componente Atmosfera e Qualità dell'Aria	<p>Per la caratterizzazione meteo-climatica dell'area di studio sono stati elaborati i dati rilevati, per il triennio 2017-2019, dalla stazione meteo di Malborghetto di Boara gestita da ARPA Emilia-Romagna.</p> <p>Per la caratterizzazione dello stato attuale della qualità dell'aria relativa all'area di studio sono stati utilizzati i dati contenuti nei rapporti annuali sulla qualità dell'aria della Provincia di Ferrara, pubblicati da ARPA Emilia-Romagna, relativi alle stazioni fisse di monitoraggio di Barco Nuova, Cassana, Isonzo e Villa Fulvia, misurati nel biennio 2017 e 2018. In aggiunta, dato che per il 2019 non risultano disponibili, al momento della redazione del SIA, i rapporti della Provincia di Ferrara, per tale anno sono stati elaborati i dati di concentrazione degli inquinanti registrati dalle suddette stazioni fisse. Inoltre, considerando che il progetto prevede l'installazione di un sistema per l'abbattimento delle emissioni di ossidi di azoto (NOx), che comporta un'emissione di ammoniaca (NH3), è stata effettuata la caratterizzazione della qualità dell'aria anche per tale sostanza utilizzando gli esiti del monitoraggio con campionatori passivi eseguito da ARPA Emilia Romagna presso la postazione di Mizzana-Via Traversagno nel periodo 2016-2018.</p> <p>Nell'Area di Studio si riscontrano alcuni superamenti del limite giornaliero di PM10, del valore obiettivo e della soglia di informazione di ozono, mentre per i restanti inquinanti analizzati (NO2-biossido di azoto, CO-monossido di carbonio e PM2,5) lo stato di qualità dell'aria risulta buono con valori inferiori ai limiti di legge.</p>	-	-
Impatti	-	Le attività saranno totalmente all'interno del polo petrolchimico, caratterizzato dall'assenza di ricettori sensibili nelle vicinanze. Le emissioni generate in	La stima degli impatti indotti sulla componente atmosfera e qualità dell'aria dalla Centrale a valle del progetto di ammodernamento con miglioramento ambientale è stata effettuata nell'Allegato A

		<p>fase di cantiere sono da ritenersi non significative, in quanto le attività di demolizione, di scavo e di movimento terre sono temporanee e limitate, come limitato sarà il numero dei mezzi d'opera e di trasporto impiegati.</p> <p>Gli impatti sulla qualità dell'aria generati dalle attività di cantiere necessarie alla realizzazione del progetto sono da ritenersi quindi non significativi, temporanei e reversibili e comunque circoscritti all'area di intervento.</p>	<p>allo Studio di Impatto Ambientale, dove sono state stimate le ricadute al suolo degli inquinanti emessi dalla Centrale nello <i>Scenario Attuale Autorizzato</i> e nello <i>Scenario Futuro</i>.</p> <p>Gli inquinanti considerati nello studio previsionale delle ricadute sono NOx, CO e NH₃. Lo studio effettuato ha evidenziato che:</p> <ul style="list-style-type: none"> • il contributo alla qualità dell'aria apportato dalle emissioni di NOx e CO della Centrale è, per ogni indice statistico considerato, non significativo sia nello scenario Attuale - Autorizzato che nello scenario Futuro. Infatti, per entrambi gli scenari, il contributo della Centrale (ad esempio il massimo valore della concentrazione media annua di NOx generato dalle emissioni della Centrale stimato nel dominio di calcolo è pari a 0,91 µg/m³ per lo scenario Attuale - Autorizzato e 0,078 µg/m³ per lo scenario futuro) è abbondantemente inferiore sia rispetto ai valori registrati dalle stazioni di monitoraggio di qualità dell'aria (nel 2019 le stazioni di Barco Nuova e Cassana hanno registrato una concentrazione media annua pari rispettivamente a 26,1 µg/m³ e 21,0 µg/m³) sia rispetto ai valori limite per la protezione della salute umana stabiliti dal D.Lgs. 155/2010 (es. limite di legge per NO₂ in termini di concentrazione media annua pari a 40 µg/m³); • le ricadute di NOx della Centrale diminuiranno notevolmente a valle della realizzazione del progetto grazie all'adozione delle Migliori Tecniche Disponibili che consentiranno alla Centrale in progetto di rispettare i valori limite di concentrazione inferiori previsti dalle conclusioni sulle BAT per i Grandi Impianti di Combustione. La realizzazione del progetto consentirà di conseguire una drastica riduzione delle emissioni in atmosfera di NOx rispetto alla configurazione autorizzata: nello scenario Futuro sarà infatti possibile garantire un flusso di massa annuo di NOx di circa 133,8 t/anno a fronte delle attuali circa 369,5 t/anno (-235,7 t/anno). • lo stato finale della qualità dell'aria per NO₂ e CO che registrerebbero le stazioni di monitoraggio con l'esercizio della Centrale rimarrebbe praticamente invariato rispetto a quello monitorato nel 2019 per entrambi gli scenari modellati (la metodologia adottata consente di considerare anche il contributo generato dalle altre fonti emissive presenti alle stazioni di monitoraggio);
--	--	--	--

			<ul style="list-style-type: none"> per l'NH_3, le concentrazioni atmosferiche massime che si ottengono sommando il massimo contributo della Centrale nel dominio di calcolo al valore di fondo monitorato nell'area di studio nel 2019 da ARPA Emilia Romagna, sono abbondantemente inferiori ai valori soglia disponibili nella letteratura scientifica. <p>L'impianto in progetto adotta le migliori tecnologie disponibili per la riduzione delle emissioni atmosferiche di inquinanti e rispetterà i valori limite di concentrazione (BAT-AEL) previsti dalle conclusioni sulle BAT per i Grandi Impianti di Combustione.</p> <p>Per quanto detto sopra gli impatti sulla qualità dell'aria generati dall'esercizio dell'impianto in progetto sono da ritenersi non significativi.</p>
Misure di Mitigazione	-	<p>Durante le operazioni di cantiere saranno messe in atto tutte le misure necessarie per il contenimento delle polveri, prediligendo quello alla sorgente. Nello specifico:</p> <ul style="list-style-type: none"> durante la demolizione delle strutture in cemento armato verrà effettuata la bagnatura diretta del punto di demolizione; i cumuli di materiale inerte verranno bagnati o coperti con teli al fine di evitare il sollevamento di polveri generato dall'azione erosiva del vento; durante la stagione secca verrà effettuata la bagnatura delle aree di cantiere interessate dal movimento dei mezzi; i camion saranno coperti e si muoveranno lungo la viabilità interna della Centrale e della zona industriale, costituita da strade asfaltate. 	Non necessarie.
Misure di compensazione	-	Non necessarie	Non necessarie
Attività di monitoraggio ambientale prevista dal progetto	-	Non necessarie	In conformità al PMC AIA i camini dei nuovi turbogas saranno dotati di sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni (SME) in atmosfera, conforme alle conclusioni sulle BAT per i Grandi Impianti di Combustione, che monitorerà i principali parametri di processo quali portata fumi, % ossigeno, temperatura, pressione e la concentrazione di ossidi di azoto (NO_x), ammoniaca (NH_3) e monossido di carbonio (CO) e permetterà di verificare il rispetto dei limiti autorizzati.

7.2 Componente ambiente idrico superficiale e sotterraneo

Componente Ambientale	Fase		
	Prima della realizzazione dei lavori	Durante la realizzazione dei lavori	Durante l'esercizio
Stato Attuale della componente ambiente idrico superficiale e sotterraneo	<p><u>Ambiente idrico superficiale</u></p> <p>Dal punto di vista idrografico l'area di Centrale ricade nel bacino principale del Fiume Po, in un'area posta interamente in destra idrografica del Fiume e inserita all'interno del bacino idrografico secondario Burana-Po di Volano-Canal Bianco, che si estende su tutta la provincia di Ferrara e oltre i confini provinciali nei territori del mantovano, della pianura modenese fino a lambire la provincia di Bologna.</p> <p>Per la caratterizzazione qualitativa dell'ambiente idrico superficiale dell'area di studio sono stati consultati i dati delle stazioni di monitoraggio della rete regionale (ARPAE) più prossime al polo industriale nel triennio 2014-2016 e poste sul corso del Canale Burana-Navigabile e di cui una poste a monte, dal punto di vista idrologico, rispetto alla confluenza del Canale Boicelli ed una posta a valle. Per le due stazioni considerate il Canale Burana Navigabile ha mostrato uno stato ecologico cattivo ed uno stato chimico buono in entrambe le stazioni considerate.</p> <p><u>Ambiente idrico sotterraneo</u></p> <p>Dal punto di vista idrogeologico l'area in esame si inserisce nel quadro generale della pianura ferrarese, la quale risulta essere caratterizzata dall'alternarsi di sedimenti più o meno permeabili, dove gli strati costituiti da sabbie e sabbie limose di origine fluviale rappresentano i livelli acquiferi e gli strati argillosi quelli impermeabili, dando origine così ad un sistema di falde confinate e localmente semi-confinate. Tale caratteristica fa sì quindi che ci si trovi di fronte ad un sistema acquifero differenziato, ovvero ad un sistema multifalde in cui quella più superficiale risulta libera (freatica), mentre quelle sottostanti risultano in pressione.</p> <p>Sulla base delle indagini condotte nel sito della Centrale la falda superficiale è stato rilevato ad una profondità compresa fra 1,2 e 1,3 dal p.c. attuale mentre la falda profonda ad una profondità di circa 13 m da p.c. (il livello piezometrico della falda profonda è stato rilevato ad una profondità di circa 2,5 m).</p> <p>La falda superficiale presente all'interno dell'area CEF non è mai stata oggetto di procedure di bonifica. Per la falda confinata, l'attività di bonifica dello stabilimento multisocietario sta procedendo in conformità al Progetto Operativo di Bonifica (POB) approvato.</p>		

<p>Impatti</p>	<p>-</p>	<p>Durante le varie fasi di realizzazione del progetto proposto, si prevede un prelievo idrico:</p> <ul style="list-style-type: none"> dalla rete acqua servizi di Centrale principalmente per le operazioni di umidificazione delle aree di cantiere e per l'abbattimento polveri; dalla rete acqua potabile di Centrale per usi civili. <p>Le suddette acque sono fornite dalla società IFM.</p> <p>I quantitativi di acqua prelevati, essendo di modesta entità (qualche decina di m³ al giorno nei periodi di massima operatività) e limitati nel tempo verranno forniti senza difficoltà dalla rete acqua servizi e potabile della Centrale: verranno comunque fornite prescrizioni alle imprese per limitarne l'utilizzo.</p> <p>Gli interventi in progetto, che interessano aree già attualmente occupate dagli impianti CEF, non interferiscono con i piezometri installati sul lato nord dell'area produttiva della Centrale e sono tali da non determinare interferenze dirette ed indirette con le attività di bonifica della falda profonda del sito del petrolchimico in corso. La tecnica che sarà utilizzata per la realizzazione delle fondazioni profonde (pali rotoinfissi con tubo camicia) è tale da non permettere la risalita dell'acqua della falda profonda.</p> <p>Le acque della falda freatica pompate per mantenere gli scavi in asciutta saranno inviate nella fognatura delle acque reflue di processo della centrale CEF esistente e quindi confluite alla rete fognaria delle acque reflue di processo della Società IFM che recapita al depuratore "TAS" dello Stabilimento petrolchimico di Ferrara, gestito dalla stessa IFM.</p> <p>Il rischio legato allo sversamento di sostanze inquinanti stoccate ed utilizzate in fase di cantiere risulterà minimizzato dall'adozione, da parte delle imprese, di adeguati accorgimenti finalizzati allo stoccaggio di tali sostanze in assoluta sicurezza.</p>	<p>Il progetto non prevede variazioni ne' ai punti di approvvigionamento idrico ne' agli scarichi idrici attualmente autorizzati per la CTE, che risultano adeguati anche per l'assetto futuro della stessa. La filosofia di gestione delle acque reflue sarà la stessa della Centrale Esistente. In funzione del nuovo layout proposto dovranno ovviamente essere adattati nell'area produttiva gli attuali tracciati della rete fognaria (rete acque bianche, rete acque di processo) di Centrale.</p> <p><u>Prelievi idrici</u></p> <p>La Centrale, nella configurazione di progetto, utilizza le seguenti tipologie di acqua:</p> <ul style="list-style-type: none"> Acqua demineralizzata fornita da Enipower per il sistema intercooler del compressore dei turbogas (Power Increase), per il sistema di raffreddamento dell'aria in ingresso ai turbogas (evaporative cooling), per il reintegro dei circuiti chiusi di raffreddamento dei macchinari e per il lavaggio del compressore dei turbogas; acqua servizi per il lavaggio delle aree di impianto fornita da IFM; acqua antincendio fornita da IFM; acqua potabile per usi igienico sanitari fornita da IFM. <p>Il consumo annuo di acqua demineralizzata, proveniente da Enipower, della nuova Centrale, alla capacità produttiva, è pari a 131.744 m³/anno; il consumo orario di punta è pari a circa 20 m³/h. Tali quantità di acqua demineralizzata, paragonabili come quantità a quelle prelevate dalla CTE attuale, verranno fornite senza difficoltà da Enipower.</p> <p>I consumi dell'acqua servizi, dell'acqua antincendio e dell'acqua potabile rimarranno sostanzialmente invariati rispetto a quelli della centrale attuale in quanto il progetto non comporta una variazione del loro utilizzo.</p> <p>Per quanto detto sopra non si ravvisano impatti sulla componente.</p> <p><u>Scarichi Idrici</u></p> <p>La Centrale non ha scarichi idrici diretti in corpo idrico superficiale: i punti di scarico nella configurazione di progetto saranno gli stessi della configurazione attuale autorizzata AIA e quindi le acque</p>
----------------	----------	---	--

		<p>Per quanto detto sopra gli impatti sulla componente generati dalle attività di cantiere necessarie alla realizzazione del progetto sono da ritenersi temporanei e non significativi.</p>	<p>reflue saranno scaricate, a seconda della loro tipologia, o nella fognatura delle acque bianche (S2, S3 e S4) o nella fognatura di processo (S1) a servizio del polo petrolchimico gestite da IFM.</p> <p>Per la gestione delle acque reflue prodotte dal nuovo impianto saranno utilizzate le reti fognarie già presenti nell'area produttiva che saranno adeguate o estese, laddove non presenti, mediante tratti di nuova realizzazione, alle aree interessate dagli interventi in progetto. La filosofia di gestione delle acque reflue sarà la stessa della Centrale Esistente.</p> <p>Nella configurazione di progetto le acque derivanti dal processo produttivo scaricate attraverso lo scarico S1 (al netto delle acque meteoriche, di lavaggio e dei drenaggi delle apparecchiature non quantificabili in quanto non correlabili al processo produttivo) saranno costituite dagli eluati dell'impianto di affinamento dell'acqua DEMI e dagli scarichi provenienti dal lavaggio off-line dei compressori delle turbine a gas, pari a circa 26.300 m³/anno. Si avrà pertanto una diminuzione rispetto alla configurazione attuale autorizzata dove le acque derivanti dal processo produttivo scaricate attraverso lo scarico S1 (sempre al netto delle acque meteoriche, di lavaggio e dei drenaggi delle apparecchiature non quantificabili in quanto non correlabili al processo produttivo), costituite dagli spurghi delle torri di raffreddamento e dei generatori di vapore a recupero, sono pari a circa 33.500 m³/anno.</p> <p>Nella nuova Centrale, essendo le turbine e le relative linee fumi installate all'esterno, la superficie di scolo delle acque meteoriche servita dalla fognatura di processo sarà superiore rispetto alla configurazione attuale dove le turbine sono installate dentro l'edificio sala macchine e non è presente un sistema di trattamento fumi. Ciò comporta un quantitativo superiore di acque meteoriche da scaricare attraverso lo scarico S1. A tal fine sarà installata una nuova vasca polmone, denominata CEF-P1, da 124 m³ (dimensionata per raccogliere per un'ora le precipitazioni di un evento meteorico con Tempo di Ritorno di 50 anni), capace di accumulare le acque meteoriche in modo da mantenere invariata, rispetto alla situazione attuale, la massima portata oraria scaricata attraverso S1 (come nello stato attuale saranno installate due pompe da 20 m³/h ciascuna).</p>
--	--	---	---

			<p>Lo scarico S1 anche nell'assetto di progetto rispetterà i limiti di accettabilità stabiliti nel contratto di conferimento nella fognatura di processo di IFM che recapita al depuratore TAS dello Stabilimento petrolchimico.</p> <p>Per quanto detto sopra il depuratore TAS dello Stabilimento petrolchimico sarà in grado di trattare lo scarico S1 della Centrale nella configurazione di progetto.</p> <p>Per quanto riguarda gli scarichi S2 e S3, diminuendo la superficie servita dalla fognatura bianca di Centrale dilavata dalle acque meteoriche e rimanendo sostanzialmente invariata le quantità di reflui civili prodotti nell'edificio elettrico e sala controllo, la quantità di acque reflue immesse nella fognatura bianca di IFM attraverso tali scarichi nella configurazione di progetto diminuirà rispetto alla configurazione attuale autorizzata AIA.</p> <p>Per gli scarichi S2 e S3 il progetto non comporta, rispetto alla configurazione attuale autorizzata, variazioni in termini di qualità delle acque reflue scaricate che quindi continueranno a rispettare le prescrizioni dell'AIA vigente.</p> <p>Per lo scarico S4 il progetto non comporta, rispetto alla configurazione attuale autorizzata, variazioni in termini di quantità e qualità delle acque reflue scaricate che quindi continueranno a rispettare le prescrizioni dell'AIA vigente.</p> <p>Per quanto detto sopra non si ravvisano per il progetto impatti sulla componente.</p>
Misure di Mitigazione	-	Non necessarie	Non necessarie
Misure di compensazione	-	Non necessarie	Non necessarie
Attività di monitoraggio ambientale prevista dal progetto	-	Non necessarie	Gli scarichi e i prelievi idrici della Centrale saranno monitorati in conformità al PMC AIA.

7.3 Componente suolo e sottosuolo

Componente Ambientale	Fase		
	Prima della realizzazione dei lavori	Durante la realizzazione dei lavori	Durante l'esercizio
Stato Attuale della componente ambiente idrico superficiale e sotterraneo	<p>L'area vasta e, più in generale, il territorio della provincia di Ferrara, ricadono nell'ambito del bacino sedimentario padano, caratterizzato da una successione di depositi quaternari marini, deltizi, lagunari, palustri e alluvionali.</p> <p>Dal punto di vista geomorfologico il territorio considerato è complessivamente pianeggiante, in parte urbanizzato ed in parte coltivato, con quote medie comprese tra 0,0 e +10,0 m s.l.m.</p> <p>Nell'area di Centrale, da prove sito specifiche eseguite, risulta la seguente successione stratigrafica:</p> <ul style="list-style-type: none"> • da 0 m a 2-3 m di profondità da p.c. – terreno vegetale o di riporto (per i primi 0,5 – 0,8 m), seguito da terreno di natura limoso-sabbiosa (sede della falda freatica); • da 2-3 m a 12 m di profondità da p.c. – terreni argilloso-limosi, con lenti meno compatte talora torbose e talora sabbioso-limose; • da 12 m a 13,5-15 m di profondità da p.c. – terreni di natura variabile tra i diversi sondaggi effettuati: tra limoso-sabbiosi e argillosi, simili a quelli del precedente strato ma passanti ad argilla con intercalazioni limoso-sabbiose; in successione: passaggio a limo argilloso; • da 13,5-15 m a 30 m di profondità da p.c. – sabbia media e medio fine, con lenti limose ed argillose (sede della falda confinata). <p>Le analisi chimiche dei terreni condotte in passato nel sito di Impianto non hanno mostrato superamenti dei valori di concentrazione limite applicabili all'epoca dell'attività (Allegato 1 Tab. 1 del D.M. 471/99). I risultati di dette analisi sono state trasmesse al comune di Ferrara che ha riconosciuto "Le aree di proprietà CEF già certificate a vario titolo".</p> <p>Dalla consultazione dell'Inventario dei Fenomeni Franosi in Italia (Progetto IFFI) è emersa la totale assenza di evidenze di tipo franoso nell'area di studio.</p>	-	-
Impatti	-	Le aree interessate dalle attività di cantiere sono quelle già attualmente occupate dalla Centrale esistente. Tutte le opere in progetto ricadono all'interno dell'area del petrolchimico di Ferrara.	Gli interventi previsti dal "Progetto di ammodernamento con miglioramento ambientale della Centrale Termoelettrica Centro Energia Ferrara" oggetto della presente analisi interessano esclusivamente aree interne al perimetro dello stabilimento

		<p>Le attività di cantiere, che interessano aree già attualmente occupate dagli impianti CEF, sono tali da non determinare interferenze dirette ed indirette con le attività di bonifica in corso.</p> <p>Le terre generate dalle attività di scavo, non idonee dal punto di vista geotecnico per i rinterri, saranno inviate a recupero/smaltimento come rifiuto ai sensi della normativa vigente. La tecnica dei pali rotoinfissi con punta rotocompattante a perdere e tubo camicia che si prevede di utilizzare per la realizzazione dei pali di fondazione consente di non rimuovere il suolo grazie alla punta che spiazza il suolo stesso compattandolo sulle pareti del foro.</p> <p>I rinterri saranno eseguiti con materiale riciclato misto stabilizzato/anidro di cava approvvigionato dall'esterno.</p> <p>Durante tale fase il rischio legato allo sversamento di sostanze inquinanti stoccate ed utilizzate in fase di cantiere risulterà minimizzato dall'adozione, da parte delle imprese, di adeguati accorgimenti finalizzati allo stoccaggio di tali sostanze in assoluta sicurezza.</p> <p>Per quanto detto sopra gli impatti sulla componente generati dalle attività di cantiere necessarie alla realizzazione del progetto sono da ritenersi temporanei e non significativi.</p>	<p>Petrochimico esistente e non comportano pertanto occupazione di nuovo suolo.</p> <p>Nell'assetto di progetto saranno adottati tutti i presidi tecnici e gestionali, volti a minimizzare il rischio di inquinamento di suolo e sottosuolo legato a fenomeni di sversamento di prodotti chimici (es. bacini di contenimento, ecc.).</p> <p>I rifiuti della Centrale continueranno ad essere stoccati e gestiti in conformità all'AIA in essere ed alla normativa vigente.</p> <p>Per quanto detto, anche a seguito degli interventi in progetto, l'effetto ambientale "contaminazione del terreno" non risulta rilevante per la Centrale CEF di Ferrara in condizioni operative normali.</p> <p>Per quanto detto sopra gli impatti sulla componente generati dall'esercizio della Centrale sono da ritenersi non significativi.</p>
Misure di Mitigazione	-	Non necessarie	Non necessarie
Misure di compensazione	-	Non necessarie	Non necessarie
Attività di monitoraggio ambientale prevista dal progetto	-	Non necessarie	Non necessarie

7.4 Componente vegetazione, flora, fauna ed ecosistemi

Componente Ambientale	Fase		
	Prima della realizzazione dei lavori	Durante la realizzazione dei lavori	Durante l'esercizio
Stato Attuale della componente Vegetazione, Flora, Fauna ed Ecosistemi	<p>L'area direttamente interessata dalla realizzazione del progetto di ammodernamento della Centrale Termoelettrica esistente si pone all'interno di un sito industriale di estese dimensioni dove la presenza dei manufatti e delle pavimentazioni, associata alle quotidiane attività antropiche, non permettono il naturale evolversi della vegetazione. La ridotta vegetazione presente (nelle aree libere da impianti o ai margini delle strade) è estremamente banale e di pregio naturalistico nullo.</p> <p>Esternamente all'area industriale vi sono zone non urbanizzate dove viene praticata un'agricoltura intensiva, povera dal punto di vista della biodiversità. In tale contesto troviamo specie vegetali ornamentali ed infestanti.</p> <p>Come per la vegetazione anche la fauna presente nell'area di sito, totalmente interno all'area del petrolchimico, comprende unicamente specie a ecologia plastica, relativamente "banali" nel senso di ben diffuse ed adattabili, comuni nell'ambiente industriale.</p> <p>All'esterno del sito industriale, dove è comunque presente l'attività antropica, troviamo una fauna ben adattata all'uomo e priva di specie di pregio.</p> <p>Le analisi effettuate hanno evidenziato come anche dal punto di vista ecosistemico il paesaggio naturale dell'area di studio si presenta per lo più banalizzato e soggetto a forte determinismo antropico.</p>	-	-
Impatti	-	<p>Gli interventi in progetto interesseranno esclusivamente l'area del petrolchimico di Ferrara già adibite ai medesimi utilizzi, in un contesto, quindi, assai semplificato e privo di qualsiasi valore dal punto di vista vegetazionale e naturalistico.</p> <p>Una volta terminata l'attività di posa dei nuovi cavi AT, che interessano "aree verdi" all'interno del petrolchimico", sarà eseguito il completo ripristino dello stato dei luoghi con il ripristino del suolo e soprassuolo vegetale al fine di consentirne la riconquista da parte delle specie erbacee presenti.</p>	<p>Le potenziali interferenze sulla componente durante la fase di esercizio sono riconducibili essenzialmente alle ricadute al suolo delle emissioni gassose emesse in atmosfera ed alle emissioni sonore.</p> <p><u>Emissioni in atmosfera</u></p> <p>Sia nella configurazione attuale autorizzata che in quella di progetto l'unico inquinante emesso dalla Centrale tra quelli normati dal D. Lgs. 155/10 per la tutela della vegetazione e degli ecosistemi, è l'NOX. Infatti i nuovi turbogas, analogamente a quelli esistenti, essendo alimentati a gas naturale, hanno emissioni di SO2 trascurabili.</p>

		<p>Data quindi la tipologia di interferenze rilevate e il contesto industriale in cui avverranno le attività di cantiere si ritiene che gli impatti sulla componente siano da ritenersi non significativi, temporanei e reversibili.</p>	<p>Dai risultati delle simulazioni modellistiche effettuate in Allegato A allo SIA si deduce che il valore massimo della concentrazione media annua di NOx stimato nel dominio di calcolo, trascurabile ai fini dello stato finale della qualità dell'aria, diminuisce di circa il 91% nello scenario Futuro rispetto a quello a Attuale Autorizzato.</p> <p>A valle della realizzazione del progetto le emissioni massiche di NOx della Centrale diminuiranno, rispetto allo scenario Attuale Autorizzato, di -235,7 t/anno.</p> <p>Per quanto detto sopra l'incidenza della Centrale sulla componente è non significativa e, a valle della realizzazione del progetto, diminuirà rispetto allo scenario Attuale Autorizzato.</p> <p><u>Emissioni sonore</u> Considerando la semplicità del contesto faunistico presente esternamente alle aree di Centrale, costituito prevalentemente da specie antropofile ed ubiquitarie, prive di particolare pregio e sensibilità alle emissioni sonore e già attualmente adattate alla presenza di impianti industriali, è ragionevole ritenere che la realizzazione del progetto, all'interno del petrolchimico di Ferrara, sia tale da non alterare il normale comportamento delle specie a causa delle sue emissioni acustiche.</p> <p>La Centrale nella configurazione di progetto rispetterà tutti i limiti previsti dalla normativa vigente in materia di acustica ambientale.</p> <p>Stante quanto detto gli impatti sulla componente generati dall'esercizio dell'impianto in progetto sono da ritenersi non significativi, permanenti e reversibili.</p>
Misure di Mitigazione	-	Non necessarie	Non necessarie
Misure di compensazione	-	Non necessarie	Non necessarie
Attività di monitoraggio ambientale prevista dal progetto	-	Non necessarie	Non necessarie

7.5 Salute pubblica

Componente Ambientale	Fase		
	Prima della realizzazione dei lavori	Durante la realizzazione dei lavori	Durante l'esercizio
Stato Attuale della componente ambiente idrico superficiale e sotterraneo	<p>La componente salute pubblica nello SIA è stata caratterizzata esaminando la situazione sanitaria del territorio della AUSL di Ferrara, della Provincia di Ferrara, della Regione Emilia Romagna e dell'Italia, in merito ai seguenti indicatori sanitari, che potrebbero essere connessi all'inhalazione, da parte dell'essere umano, di aria contenente gli inquinanti emessi dalla Centrale, ossia NO₂, CO e NH₃: mortalità per tutte le cause, mortalità e dimissioni per malattie apparato respiratorio, mortalità e dimissioni per malattie sistema circolatorio, mortalità e dimissioni per malattie ischemiche del cuore.</p> <p>Le fonti dei dati utilizzate nell'ambito dello studio sono state: il sistema ReportER Home della Regione Emilia-Romagna ed il database europeo Health for All, aggiornati rispettivamente al 2018 ed al 2019.</p>	-	-
Impatti	-	<p>Durante la fase di realizzazione del progetto i principali impatti sulla componente salute pubblica sono da ricondursi alle emissioni sonore e di polveri generate dalle macchine e dalle attività di cantiere.</p> <p>L'analisi degli impatti della componente sonora in fase di cantiere è descritta nel §7.6, mentre l'analisi dei potenziali impatti generati dalle polveri emesse in fase di cantiere è trattata nel §7.1.</p> <p>Considerate le risultanze delle valutazioni degli impatti condotte nei sopraindicati paragrafi, è possibile ritenere che gli impatti sulla componente salute pubblica siano da ritenersi temporanei e non significativi.</p> <p>Si precisa, inoltre, che in fase di cantiere saranno prese tutte le misure atte all'incolumità dei lavoratori, così come disposto dalle attuali normative vigenti in materia (D.Lgs.81/2008 e s.m.i.).</p>	<p>I possibili impatti sulla salute pubblica dovuti all'esercizio della Centrale CEF nella configurazione di progetto sono riconducibili alle emissioni in atmosfera, al rumore generato ed ai campi elettromagnetici.</p> <p>Gli aspetti inerenti rumore e campi elettromagnetici sono trattati rispettivamente nei §§7.6 e 7.7 dai quali non emergono particolari problematiche per la componente.</p> <p>Per quanto riguarda le emissioni in atmosfera, gli impatti del progetto sulla componente salute pubblica sono stati valutati:</p> <ul style="list-style-type: none"> mediante un confronto, tra loro e con gli standard di qualità dell'aria definiti dal D.Lgs.155/2010, dei livelli di concentrazione di NO_x (assimilati conservativamente a NO₂) e di CO indotti dall'esercizio della Centrale nei due scenari emissivi Attuale Autorizzato e Futuro, tenuto conto dei valori di fondo degli inquinanti rilevati nell'area di studio; stimando le ricadute di NH₃ indotte dalle emissioni della Centrale nella configurazione futura e confrontandole, non esistendo limiti di qualità dell'aria per tale inquinante, con i valori di riferimento definiti da CalEPA (Reference Exposure Level for Acute inhalation, REL-A) e US-EPA (Inhalation Reference Concentration, RfC), tenuto conto dei valori di fondo di tale inquinante rilevati nell'area di studio.

		<p>I risultati di tale studio dimostrano che:</p> <ul style="list-style-type: none"> • i valori massimi di ricaduta di NOx nel dominio di calcolo stimati nello Scenario Futuro secondo gli indici statistici indicati dal D.Lgs. 155/2010 per la protezione della salute della popolazione, oltre ad essere non significativi ai fini dello stato finale di qualità dell'aria, sono abbondantemente inferiori rispetto a quelli massimi stimati nello Scenario Attuale Autorizzato riferiti ai medesimi indici statistici. Dal confronto tra le mappe di ricaduta riportate nell'Allegato A dello SIA si nota una marcata riduzione delle aree interessate dalle ricadute nello scenario Futuro rispetto allo Scenario Attuale Autorizzato: ciò è dovuto al fatto che nella configurazione di progetto le emissioni massicche di NOx si riducono in maniera significativa (-235,7 t/anno). <p>Lo stato finale della qualità dell'aria per l'NO2 che registrerebbero le stazioni di monitoraggio con l'esercizio della Centrale nello scenario Futuro rimarrebbe praticamente invariato rispetto a quello monitorato nel 2019 e, quindi, continueranno ad essere rispettati i limiti per l'NO2 stabiliti dal D.Lgs. 155/2010 per la protezione della salute della popolazione;</p> <ul style="list-style-type: none"> • il massimo valore delle concentrazioni orarie di CO stimato nel dominio di calcolo nello Scenario Futuro (0,096 mg/m³) risulta essere leggermente superiore rispetto a quello riscontrato per lo Scenario Attuale Autorizzato (0,039 mg/m³) e, come quest'ultimo, risulta irrilevante ai fini del rispetto del limite di legge dettato dal D. Lgs. 155/2010 (10 mg/m³) per la protezione della salute della popolazione, riferito oltretutto alla media mobile su 8 ore (che, per definizione, è minore o uguale alla media oraria), dato che ne è inferiore di 2 ordini di grandezza. Per quanto detto, lo stato di qualità dell'aria relativo al CO, che si presenta ad oggi come molto buono, con valori massimi giornalieri della concentrazione media mobile sulle 8 ore registrati nell'ultimo triennio abbondantemente inferiori al limite di 10 mg/m³ stabilito dal D.Lgs. 155/2010 per la protezione della salute della popolazione (nel 2019 1,99 mg/m³ per la stazione di monitoraggio di Barco Nuova e 1,43 mg/m³ per quella di
--	--	---

			<p>Cassana), si manterrà tale a valle della realizzazione degli interventi in progetto;</p> <ul style="list-style-type: none"> per l'NH₃, le concentrazioni atmosferiche massime che si ottengono sommando il massimo contributo (sia orario che medio annuo) della Centrale nel dominio di calcolo al valore di fondo monitorato nell'area di studio nel 2019 da ARPA Emilia Romagna, sono abbondantemente inferiori (2 ordini di grandezza) ai valori soglia disponibili nella letteratura scientifica. <p>Stante quanto suddetto, si ritiene che gli impatti sulla salute della popolazione esposta alle ricadute degli inquinanti nell'area di studio siano non significativi.</p>
Misure di Mitigazione	-	Non necessarie	Non necessarie
Misure di compensazione	-	Non necessarie	Non necessarie
Attività di monitoraggio ambientale prevista dal progetto	-	Non necessarie	Non necessarie

7.6 Componente rumore

Componente Ambientale	Fase		
	Prima della realizzazione dei lavori	Durante la realizzazione dei lavori	Durante l'esercizio
Stato Attuale della componente Rumore	<p>Il clima acustico ante operam è stato caratterizzato mediante una campagna di monitoraggio acustico (rumore residuo) eseguita presso una postazione di misura ubicata sul confine nord di impianto (nelle vicinanze dell'impianto non sono presenti ricettori sensibili), come da prescrizioni di ARPA Ferrara del 22 dicembre 2011 concordate con CEF a seguito di quanto stabilito dal punto D.3.1.6 dell'AIA n. 63602 del 04/08/11.</p> <p>I livelli sonori di rumore misurati presso il confine nord dell'impianto, sia in periodo diurno che notturno, sono risultati sempre inferiori rispetto ai limiti di immissione previsti dal piano di classificazione acustica del Comune di Ferrara.</p>	-	-
Impatti	-	<p>Le stime eseguite tramite modello di simulazione hanno mostrato che durante la fase di cantiere dell'Impianto, potrebbero manifestarsi superamenti dei limiti di emissione ed assoluti di immissione al confine nord dell'impianto. Pertanto, prima dell'avvio delle attività di cantiere da allestire per la realizzazione dell'impianto, il proponente provvederà</p>	<p>Le stime eseguite tramite modello di simulazione hanno mostrato il pieno rispetto dei valori limite di emissione ed assoluti di immissione al confine nord dell'area dell'impianto di produzione (la metodologia adottata consente di considerare anche il contributo cumulato con le altre fonti emmissive presenti), sia in periodo di riferimento diurno che notturno.</p>

		<p>a richiedere, ai sensi della normativa vigente, la deroga per le attività rumorose temporanee, nei tempi e nei modi previsti dal Comune di Ferrara.</p> <p>Data quindi la tipologia di interferenze rilevate e il contesto industriale in cui avverranno le attività di cantiere si ritiene che esse determinino un impatto medio, temporaneo e comunque reversibile.</p>	<p>Le analisi condotte hanno inoltre evidenziato che le emissioni sonore della Centrale CEF nella configurazione di progetto, esternamente al polo petrolchimico, sono trascurabili e tali da non influenzare il clima acustico presente.</p> <p>Gli impatti sulla componente sono da ritenersi non significativi, permanenti e reversibili.</p>
Misure di Mitigazione	-	<p>Durante la fase di cantiere potranno essere messi in atto alcuni accorgimenti finalizzati alla minimizzazione degli impatti, quali:</p> <ul style="list-style-type: none"> • selezione delle macchine ed attrezzature omologate in conformità delle direttive della C.E.; • impiego di macchine movimento terra gommate piuttosto che cingolate; • manutenzione dei mezzi e delle attrezzature; • eliminazione degli attriti tramite operazioni di lubrificazione; • sostituzione dei pezzi usurati e che lasciano giochi; • localizzazione degli impianti fissi più rumorosi alla massima distanza dal confine dell'area dell'impianto di produzione; • imposizione di direttive agli operatori tali da evitare comportamenti inutilmente rumorosi (evitare di far cadere da altezze eccessive i materiali o di trascinarli quando possono essere sollevati ecc.); • divieto di uso scorretto di avvisatori acustici, sostituendoli quando possibile con avvisatori luminosi. <p>Oltre agli accorgimenti sopra elencati possono essere effettuati anche i cosiddetti interventi "passivi" che consistono sostanzialmente nell'interporre tra sorgente ed ambiente esterno opportune schermature in grado di produrre, verso l'esterno della proprietà, una riduzione della pressione sonora. In termini realizzativi possono essere attuati principalmente realizzando al perimetro delle aree di cantiere, barriere provvisorie ottenute con materiali di stoccaggio, attrezzature inutilizzate, ecc.</p>	Non necessarie
Misure di compensazione	-	Non necessarie	Non necessarie

Attività di monitoraggio ambientale prevista dal progetto	-	Si prevede di eseguire un monitoraggio acustico durante le attività di cantiere (monitoraggio in corso d'opera) maggiormente rumorose che si prevede siano quelle relative alle fasi di demolizione e di scavo per la realizzazione delle fondazioni.	In conformità al PMC AIA verranno eseguite campagne di monitoraggio acustiche periodiche.
---	---	---	---

7.7 Componente radiazioni ionizzanti e non ionizzanti

Componente Ambientale	Fase		
	Prima della realizzazione dei lavori	Durante la realizzazione dei lavori	Durante l'esercizio
Stato Attuale della componente radiazioni ionizzanti e non ionizzanti	<p>Nell'area di studio, sono presenti linee ad alta ed altissima tensione e stazioni primarie.</p> <p>Per il collegamento elettrico della nuova Centrale alla rete elettrica nazionale (RTN) saranno utilizzati i punti di connessione della Centrale esistente.</p>	-	-
Impatti	-	<p>Durante la fase di cantiere non sono previsti impatti sulla componente.</p>	<p>Il progetto non prevede interventi né sui trasformatori elevatori (step-up) esistenti che verranno riutilizzati tal quali né sulle apparecchiature presenti all'interno della stazione elettrica in quanto correttamente funzionanti e ritenute idonee anche per la Centrale nella configurazione di progetto.</p> <p>È stato valutato l'impatto elettromagnetico generato dai cavi AT di collegamento tra l'Area produttiva e la stazione elettrica che si prevede di sostituire e dalle apparecchiature di nuova realizzazione all'interno dell'area dell'impianto di produzione. Nella valutazione, seppur non interessati dagli interventi in progetto, è stata considerata anche la stazione elettrica e i trasformatori elevatori (step-up).</p> <p>I risultati ottenuti hanno mostrato che la Distanza di prima approssimazione (DPA) calcolata per 3 µT (obiettivo di qualità), ricade principalmente all'interno dell'area dell'impianto di produzione e della stazione elettrica. Nel caso della stazione elettrica, dei cavi AT per la quota parte di tracciato che si sviluppa esternamente alle aree CEF e dei trasformatori elevatori (step-up), la DPA calcolata interessa anche aree esterne alle proprietà CEF nelle quali comunque non è prevista la permanenza di popolazione per un periodo superiore alle 4 ore.</p>

			Inoltre, poiché tutti i componenti dell'impianto presentano al loro interno schermature o parti metalliche collegate all'impianto di terra, i campi elettrici risultanti sono del tutto trascurabili o nulli. Gli impatti sulla componente sono da ritenersi non significativi, permanenti e reversibili.
Misure di Mitigazione	-	Non necessarie	Non necessarie
Misure di compensazione	-	Non necessarie	Non necessarie
Attività di monitoraggio ambientale prevista dal progetto	-	Non necessarie	Non necessarie

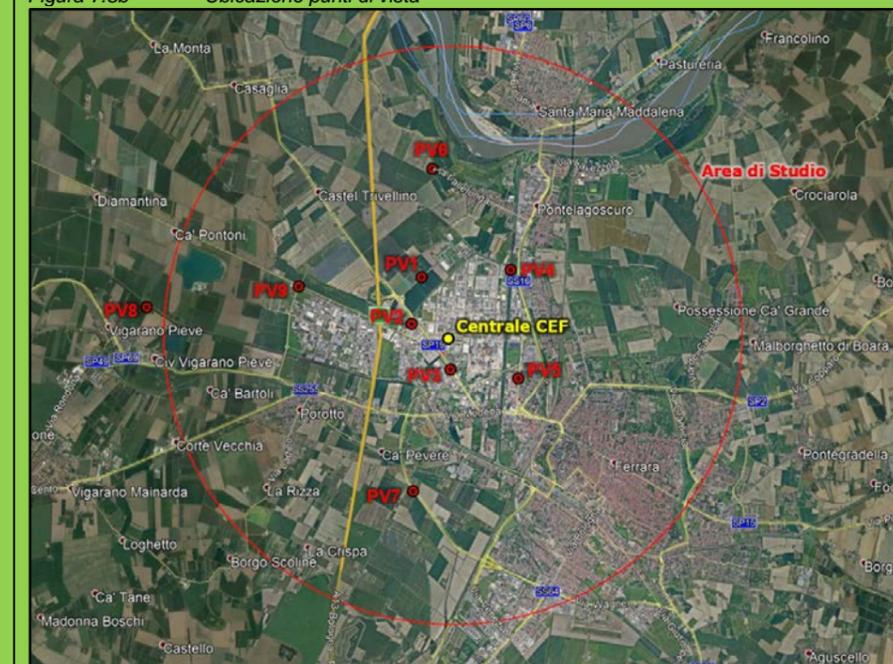
7.8 Componente paesaggio

Componente Paesaggio	Fase		
	Prima della realizzazione dei lavori	Durante la realizzazione dei lavori	Durante l'esercizio
Stato Attuale della componente Paesaggio	<p>Nello Studio di Impatto Ambientale, per la caratterizzazione della componente paesaggio è stata considerata un'area di studio di 5 km a partire dagli interventi in progetto: tale area stata definita in modo tale da comprendere il centro abitato più prossimo alla Centrale esistente (costituito da Ferrara) e risultare congrua per identificare i principali elementi paesaggistici connotativi del territorio circostante l'installazione.</p> <p>In Figura 7.8a si riporta una mappa dell'area di studio considerata con evidenziati i principali elementi connotativi del paesaggio. Come visibile dalla figura l'area di studio, dal punto di vista tipologico e d'uso, si può suddividere in tre grandi macrosettori: il centro di Ferrara, le zone agricole ed il Polo Petrolchimico. A questi si aggiunge il Fiume Po e la rete di canalizzazione che ne strutturano il disegno.</p> <p>La porzione sud est dell'area di studio è dominata dalla città di Ferrara, legata alla signoria Estense. A nord troviamo il Fiume Po, caratterizzato da poche aree boscate e affiancato da alcuni percorsi ciclopedonali che seguono il corso del fiume. Il territorio non urbanizzato è contraddistinto da campi lunghi privi di una copertura vegetale per la maggior parte dell'anno.</p> <p>L'area di studio risulta fortemente caratterizzata dalla presenza del detrattore antropico costituito dal Polo Petrolchimico, all'interno del quale si localizza la Centrale oggetto di ammodernamento, e da altre zone industriali ubicate tra Via Diamantina ed il Canale Burana. Il Polo Petrolchimico, presente sul territorio fin dagli</p>	-	-

	<p>anni '40, è insediamento multisocietario che si estende su una superficie di circa 250 ettari con accessi controllati.</p> <p>All'interno dell'Area di Studio sono altresì presenti aree tutelate ai sensi del D.Lgs.42/2004 e s.m.i.. Gli interventi di ammodernamento alla Centrale esistente sono esterni a vincoli paesaggistici e non interferiscono con beni culturali.</p> <p>Figura 7.8a Individuazione dell'Area di Studio e dei principali elementi di connotazione paesaggistica</p> 		
<p>Impatti</p>		<p>In considerazione del fatto che durante la fase di cantiere le strutture impiegate andranno ad occupare zone già ad oggi a destinazione industriale con elementi aventi altezze generalmente contenute o comunque confrontabili con le strutture esistenti, e che la loro presenza si limiterà all'effettiva durata della cantierizzazione (quindi limitata nel tempo) dal punto di vista paesaggistico si può ritenere che l'impatto della fase di cantiere sia <i>Nulla</i>.</p>	<p>La Centrale Termoelettrica di Centro Energia Ferrara S.r.l (CEF), sorge all'interno dell'area industriale del petrolchimico di Ferrara, un'area di sviluppo industriale costruita all'inizio degli anni '40. Coerentemente con l'attuale uso del suolo le aree di progetto ricadono nel più vasto sistema individuato dal Piano Strutturale Comunale "insediativo della Produzione - Subsistema condominio della chimica".</p> <p>Il progetto di ammodernamento della Centrale non apporterà alcuna modifica alla connotazione industriale dell'area interessata in quanto già attualmente è presente una centrale analoga per la produzione di energia. Inoltre, si ricorda che i camini, che saranno le strutture a maggior sviluppo verticale, saranno ubicati praticamente nella stessa posizione degli attuali (le posizioni differiscono di qualche metro) ed avranno la medesima altezza (40 m).</p>

Per meglio valutare l'inserimento delle opere in progetto all'interno del contesto paesaggistico di riferimento sono stati selezionati determinati punti di vista presenti nell'Area di Studio, considerando i luoghi di maggior "funzione" e "fruizione": nella Figura 7.8b è rappresentata l'ubicazione dei punti di vista selezionati.

Figura 7.8b Ubicazione punti di vista



Le riprese fotografiche ed i fotoinserti sono invece rappresentati nelle Figure 7.8c e seguenti. In entrambi i casi gli scatti fotografici sono eseguiti in direzione degli interventi in progetto.

Come visibile dalle fotografie e dai fotoinserti (la metodologia adottata consente di considerare anche il contributo cumulato con le altre fonti emmissive presenti) le strutture della Centrale risultano praticamente non distinguibili dal contesto: la Centrale occupa infatti una ridotta porzione dell'intero skyline del Polo Petrochimico e risulta, laddove possibile, identificabile solo per il tratto terminale dei due camini, di altezza pari a 40 m. Dai fotoinserti è possibile notare come nello stato futuro, considerando che a seguito dell'ammodernamento i nuovi camini avranno la medesima altezza e praticamente la stessa posizione degli attuali, non ci saranno variazioni visivamente apprezzabili.

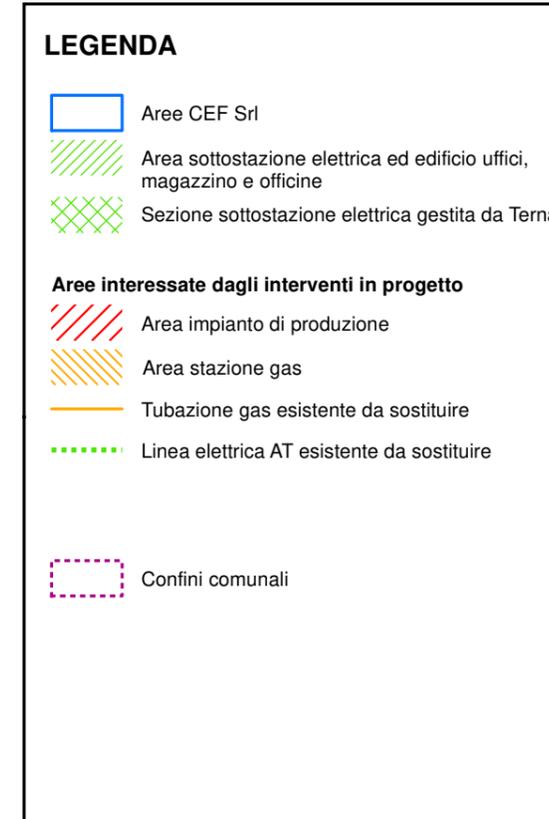
			<p>In aggiunta è stato effettuato un fotoinserimento con vista a volo d'uccello che conferma che il progetto di ammodernamento della Centrale non apporterà modifiche sostanziali all'attuale stato dei luoghi. Anzi, la visione a volo d'uccello permette di apprezzare l'alleggerimento volumetrico dato dall'assenza, nello stato futuro, del condensatore ad aria, dell'edificio macchine e del ciclo a vapore.</p> <p>In sintesi, è possibile ritenere che l'ammodernamento della Centrale Termoelettrica CEF determini impatti paesaggistici non significativi, permanenti e reversibili.</p>
Misure di Mitigazione		Data la tipologia di impatti previsti non sono previste misure di mitigazione.	<p>Per il progetto in esame saranno utilizzate le due colorazioni diffuse nell'area con l'obiettivo di porsi in continuità con le strutture esistenti ed in particolare: per le volumetrie maggiori, corrispondenti all'SCR sarà utilizzata una cromia di base azzurro-verde acqua chiaro mentre per gli edifici minori e le strutture metalliche saranno colorati di un'unica tonalità sui toni del grigio.</p> <p>Nella seguente Figura 7.8m è riportato un rendering dell'impianto che mostra le scelte progettuali delle rifiniture esterne e la consistenza volumetrica delle opere in progetto. Le scelte cromatiche proposte permetteranno di armonizzare le nuove strutture con quelle esistenti del petrolchimico, ponendosi in continuità con quanto già attuato fino ad oggi, mantenendo un dialogo positivo tra le preesistenze e le opere in progetto.</p> <p><i>Figura 7.8m Rendering da sud</i></p> 

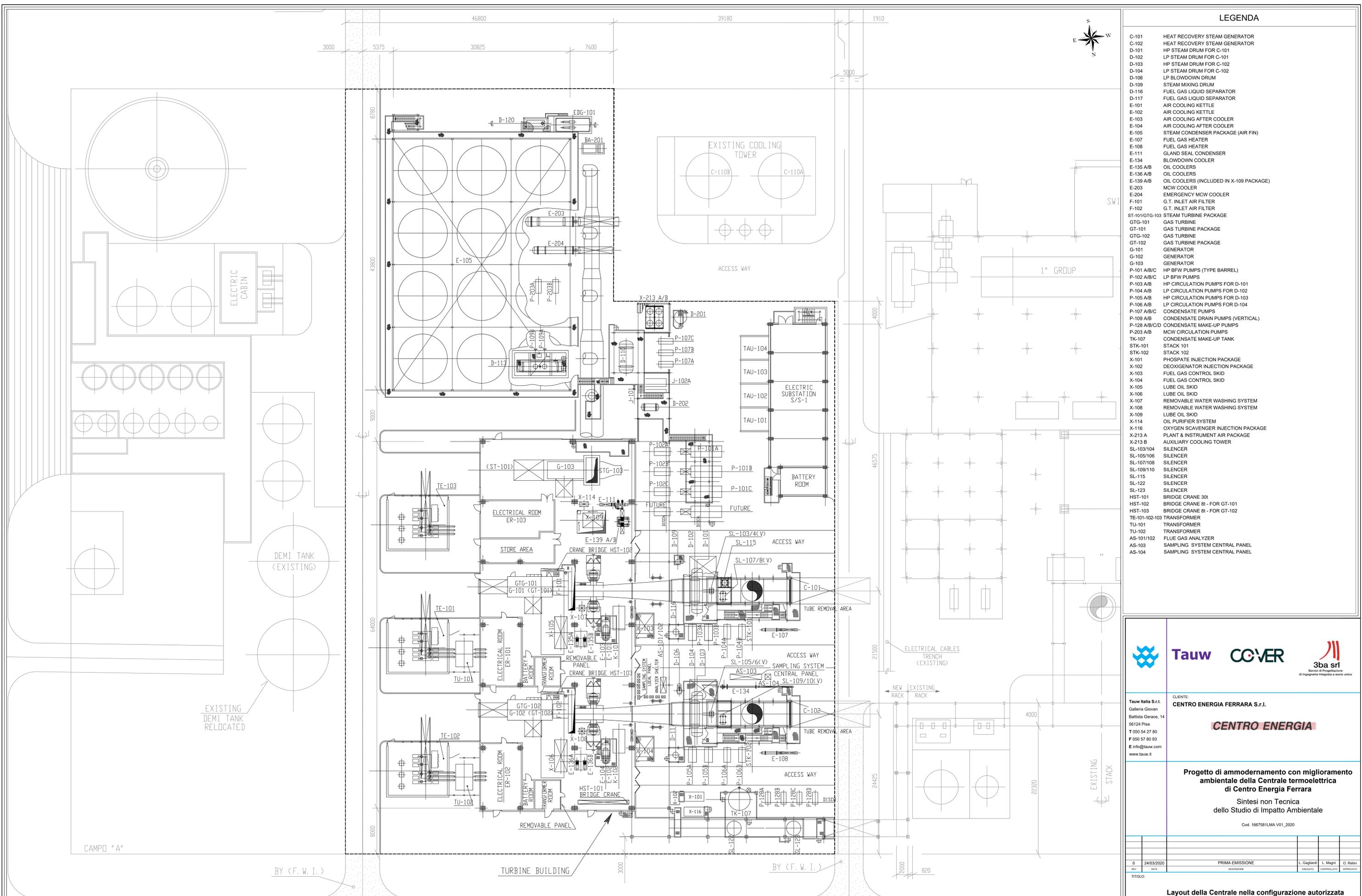
Ns rif. 1667581LMA-V01_2020

Misure di compensazione	-	Non necessarie	Non necessarie
Attività di monitoraggio ambientale prevista dal progetto	-	Non necessarie	Non necessarie

7.9 Componente traffico

Componente Ambientale	Fase		
	Prima della realizzazione dei lavori	Durante la realizzazione dei lavori	Durante l'esercizio
Stato Attuale della componente traffico	Il polo petrolchimico di Ferrara, all'interno del quale si colloca la Centrale di Ferrara oggetto degli interventi in progetto, presenta buoni collegamenti con la rete stradale e autostradale della Regione Emilia Romagna. Il sistema infrastrutturale a servizio della zona industriale risulta in grado di assorbire i flussi di traffico attualmente presenti.	-	-
Impatti	-	<p>Il massimo traffico giornaliero indotto dal cantiere per la realizzazione del progetto sarà di circa 40 mezzi pesanti (circa 5 mezzi/h) e si limiterà alla fase di movimentazione dei terreni in entrata/uscita dalla Centrale e al getto di calcestruzzo per le nuove fondazioni.</p> <p>La viabilità che sarà interessata dai mezzi pesanti durante il cantiere è quella esistente che consente già oggi l'accesso alla Centrale e all'area industriale di Ferrara. Tale viabilità risulta idonea al transito dei mezzi di cantiere sia in termini geometrici che di capacità (flussi veicolari).</p> <p>Per quanto detto sopra e in considerazione della temporaneità e dell'entità limitata del traffico di cantiere si ritiene che l'impatto sulla componente traffico generata dalla fase di cantiere del progetto sia non significativo, temporaneo e reversibile.</p>	<p>Gli impatti sulla componente indotti dall'esercizio della Centrale nella configurazione di progetto sono da ritenersi non significativi dato che gli unici mezzi pesanti afferenti alla stessa continueranno ad essere quelli che già attualmente vi afferiscono per il trasporto di additivi/chemicals e rifiuti, peraltro esigui come numero e saltuari nel tempo.</p> <p>Gli impatti sulla componente sono da ritenersi non significativi, permanenti e reversibili.</p>
Misure di Mitigazione	-	Non necessarie	Non necessarie
Misure di compensazione	-	Non necessarie	Non necessarie
Attività di monitoraggio ambientale prevista dal progetto	-	Non necessarie	Non necessarie

Figura 2b Localizzazione interventi in progetto su Carta Tecnica Regionale (Scala 1:10.000)




LEGENDA

- C-101 HEAT RECOVERY STEAM GENERATOR
- C-102 HEAT RECOVERY STEAM GENERATOR
- D-101 HP STEAM DRUM FOR C-101
- D-102 LP STEAM DRUM FOR C-101
- D-103 HP STEAM DRUM FOR C-102
- D-104 LP STEAM DRUM FOR C-102
- D-106 LP BLOWDOWN DRUM
- D-109 STEAM MIXING DRUM
- D-116 FUEL GAS LIQUID SEPARATOR
- D-117 FUEL GAS LIQUID SEPARATOR
- E-101 AIR COOLING KETTLE
- E-102 AIR COOLING KETTLE
- E-103 AIR COOLING AFTER COOLER
- E-104 AIR COOLING AFTER COOLER
- E-105 STEAM CONDENSER PACKAGE (AIR FIN)
- E-107 FUEL GAS HEATER
- E-108 FUEL GAS HEATER
- E-111 GLAND SEAL CONDENSER
- E-134 BLOWDOWN COOLER
- E-135 A/B OIL COOLERS
- E-136 A/B OIL COOLERS
- E-139 A/B OIL COOLERS (INCLUDED IN X-109 PACKAGE)
- E-203 MCW COOLER
- E-204 EMERGENCY MCW COOLER
- F-101 G.T. INLET AIR FILTER
- F-102 G.T. INLET AIR FILTER
- ST-101/GT-103 STEAM TURBINE PACKAGE
- GT-101 GAS TURBINE
- GT-101 GAS TURBINE PACKAGE
- GT-102 GAS TURBINE
- GT-102 GAS TURBINE PACKAGE
- G-101 GENERATOR
- G-102 GENERATOR
- G-103 GENERATOR
- P-101 A/B/C HP BFW PUMPS (TYPE BARREL)
- P-102 A/B/C LP BFW PUMPS
- P-103 A/B HP CIRCULATION PUMPS FOR D-101
- P-104 A/B LP CIRCULATION PUMPS FOR D-102
- P-105 A/B HP CIRCULATION PUMPS FOR D-103
- P-106 A/B LP CIRCULATION PUMPS FOR D-104
- P-107 A/B/C CONDENSATE PUMPS
- P-109 A/B CONDENSATE DRAIN PUMPS (VERTICAL)
- P-128 A/B/C/D CONDENSATE MAKE-UP PUMPS
- P-203 A/B MCW CIRCULATION PUMPS
- TK-101 CONDENSATE MAKE-UP TANK
- STK-101 STACK 101
- STK-102 STACK 102
- X-101 PHOSPHATE INJECTION PACKAGE
- X-102 DEOXYGENATOR INJECTION PACKAGE
- X-103 FUEL GAS CONTROL SKID
- X-104 FUEL GAS CONTROL SKID
- X-105 LUBE OIL SKID
- X-106 LUBE OIL SKID
- X-107 REMOVABLE WATER WASHING SYSTEM
- X-108 REMOVABLE WATER WASHING SYSTEM
- X-109 LUBE OIL SKID
- X-114 OIL PURIFIER SYSTEM
- X-116 OXYGEN SCAVENGER INJECTION PACKAGE
- X-213 A PLANT & INSTRUMENT AIR PACKAGE
- X-213 B AUXILIARY COOLING TOWER
- SL-103/104 SILENCER
- SL-105/106 SILENCER
- SL-107/108 SILENCER
- SL-109/110 SILENCER
- SL-111 SILENCER
- SL-112 SILENCER
- SL-123 SILENCER
- HST-101 BRIDGE CRANE 30T
- HST-102 BRIDGE CRANE 8T - FOR GT-101
- HST-103 BRIDGE CRANE 8T - FOR GT-102
- TE-101-103 TRANSFORMER
- TU-101 TRANSFORMER
- TU-102 TRANSFORMER
- AS-101/102 FLUE GAS ANALYZER
- AS-103 SAMPLING SYSTEM CENTRAL PANEL
- AS-104 SAMPLING SYSTEM CENTRAL PANEL

CLIENTE:
CENTRO ENERGIA FERRARA S.r.l.
CENTRO ENERGIA
 Progetto di ammodernamento con miglioramento ambientale della Centrale termoelettrica di Centro Energia Ferrara
 Sintesi non Tecnica dello Studio di Impatto Ambientale
 Cod. 1667581LMA V01_2020

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ELABORATO	CONTROLLATO	APPROVATO
0	24/03/2020	PRIMA EMISSIONE	L. Gagliardi	L. Magni	O. Retini

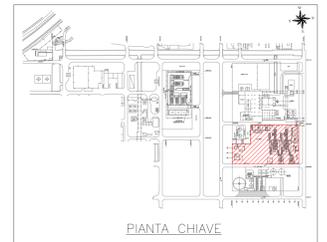
Layout della Centrale nella configurazione autorizzata

CONVENZIONE	FORMATO	SCALA	FIGURA	REV.	N° FOGLIO
	A0	1:200	Figura 3.2a	0	1/1



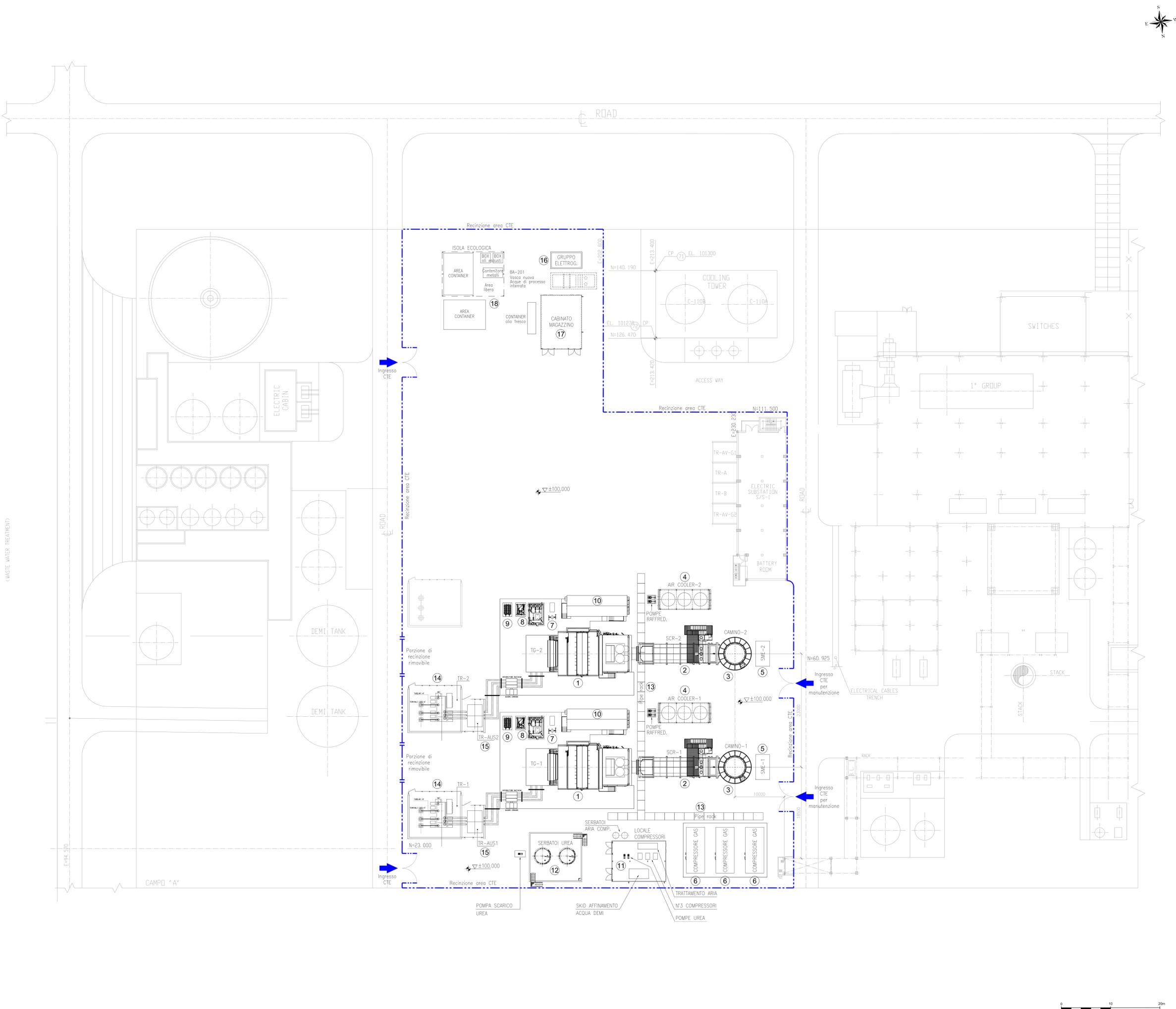
LEGENDA

- 1 PACKAGE TURBOGAS
- 2 CATALIZZATORE SCR/ICO
- 3 CAMINO USCITA FUMI
- 4 AIR COOLER
- 5 SISTEMA MONITORAGGIO EMISSIONI (SME)
- 6 COMPRESSORE GAS NATURALE
- 7 GAS-CROMATOGRAFO E FILTRO FINALE
- 8 SKIDS AUSILIARI TURBOGAS
- 9 SISTEMA CO2 BOMBOLE ANTINCENDIO
- 10 CABINATO ELETTRICO TURBOGAS
- 11 LOCALE COMPRESSORI ARIA, SKID DEMI E POMPE UREA
- 12 SERBATOI UREA
- 13 PIPE RACK
- 14 TRASFORMATORI ELEVATORI
- 15 TRASFORMATORI AUSILIARI
- 16 GRUPPO ELETTROGENO
- 17 MAGAZZINO STOCCAGGIO MATERIALI DI CONSUMO
- 18 AREA DEPOSITO MATERIALI DI SCARTO (ISOLA ECOLOGICA)



NOTE GENERALI

- L'ELEVAZIONE +100,000 SI RIFERISCE AL PUNTO SUPERIORE DELLA PAVIMENTAZIONE ED E' PARI A +6,00 SOPRA IL LIVELLO DEL MARE.
- TUTTE LE DIMENSIONI ED ELEVAZIONI SONO IN MILLIMETRI.
- TUTTE LE COORDINATE SONO IN METRI.



CLIENTE:
CENTRO ENERGIA FERRARA S.r.l.
CENTRO ENERGIA
 Progetto di ammodernamento con miglioramento ambientale della Centrale termoelettrica di Centro Energia Ferrara
 Sintesi non Tecnica dello Studio di Impatto Ambientale

Cod. 1667581LMA V01_2020

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ELABORATO	CONTROLLATO	APPROVATO
0	24/03/2020	PRIMA EMISSIONE	L. Gagliardi	L. Magni	O. Retini

TITOLO:
Layout della Centrale nella configurazione di progetto

COMENZIONE	FORNITO	SCALA	FIGURA	REV.	N° FOGLIO
	A0	1:250	Figura 6.2a	0	1/1

NOTA GENERALE:
 IL PRESENTE ELABORATO PROGETTUALE E' DI PROPRIETA' DI CENTRO ENERGIA FERRARA S.R.L. E FATTO OBIETTO A CHIUNQUE DE PROCEDERE, IN QUALSIASI MODO E SOTTO QUALSIASI FORMA ALLA SUA RIPRODUZIONE, ANCHE PARZIALE, O AL SUO UTILIZZO A TERZI QUALSIASI INFORMAZIONE IN MERITO, SENZA PRESENTARE AUTORIZZAZIONE RELASCIATA PER SCRITTO DA CENTRO ENERGIA FERRARA S.R.L.

Figura 7.8c (1di2) Fotoinserimento da PV1 – stato attuale



Figura 7.8c (2di2) Fotoinserimento da PV1 – stato futuro



Figura 7.8d Ripresa fotografica da PV2

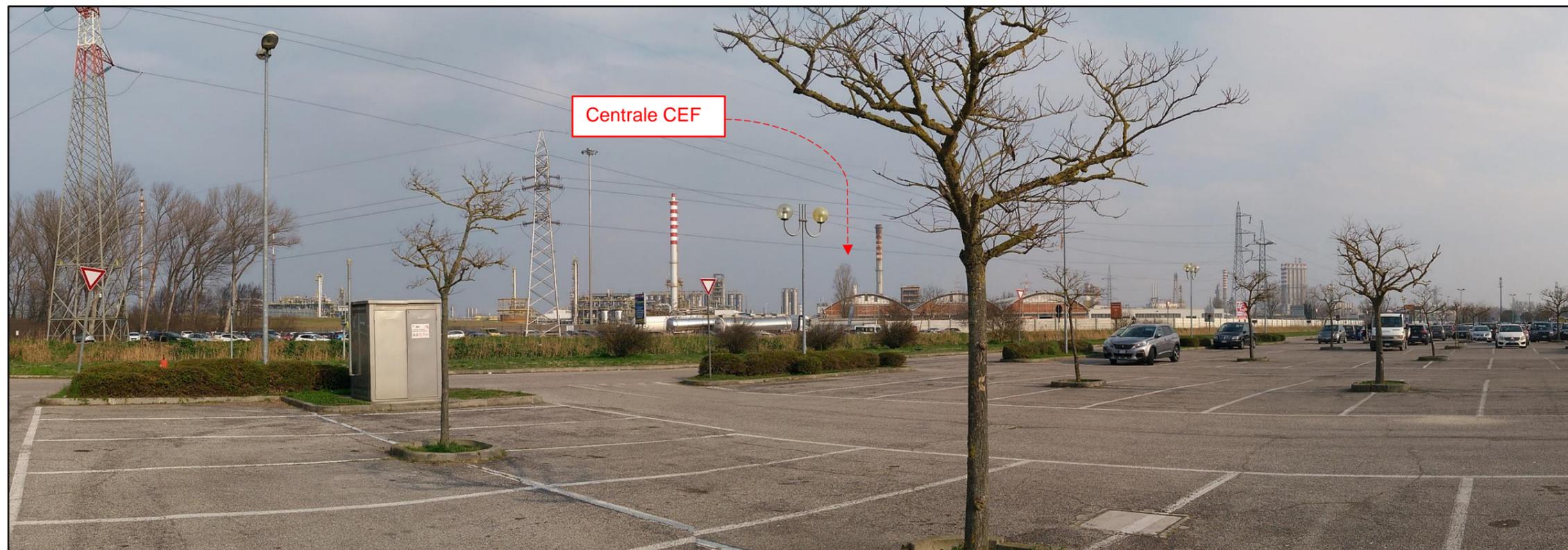


Figura 7.8e Ripresa fotografica da PV3



Figura 7.8f Ripresa fotografica da PV4



Figura 7.8g Ripresa fotografica da PV5



Figura 7.8h (1di2) Fotoinserimento da PV6 – stato attuale



Figura 7.8h (2di2) Fotoinserimento da PV6 – stato futuro



Figura 7.8i Ripresa fotografica da PV7



Figura 7.8j Ripresa fotografica da PV8



Figura 7.8k (1 di 2) Fotoinserimento da PV9 – Stato attuale



Figura 7.8k (2 di 2) Fotoinserimento da PV9 – Stato futuro



Figura 7.8I (1 di 2) Fotoinserimento vista a volo d'uccello – Stato attuale



Figura 7.8I (2 di 2) Fotoinserimento vista a volo d'uccello – Stato futuro

