



# **Centrale Termoelettrica "Edoardo Amaldi" di La Casella**

**Progetto di installazione di una nuova unità a gas**

## **Integrazioni e chiarimenti**



Centrale "Edoardo Amaldi" di La Casella  
Documento di dettaglio

**PARTE I**

**RICHIESTA INTEGRAZIONI RICEVUTE DA PARTE DELLA CTVIA  
Nota MiTE prot.n.0143311 del 21.12.2021, allegato nota CTVIA  
n.5692 del 25.11.2021**



## Indice

1.	PARTE I .....	4
1.1.	RICHIESTA INTEGRAZIONI RICEVUTE DA PARTE DELLA CTVIA - Nota MiTE prot.n.0143311 del 21.12.2021, allegato nota CTVIA n.5692 del 25.11.2021 .....	4
2.	PARTE II .....	32
2.1.	INTEGRAZIONI VOLONTARIE .....	32
2.1.1.	CONFINI DI CENTRALE .....	32
2.1.2.	RILEVATO PER ISOLA DI POTENZA .....	33
2.1.3.	SISTEMA ACQUA INDUSTRIALE.....	34
2.1.4.	CHIARIMENTI SU SPOSTAMENTO TRALICCI 132 kV.....	34
2.1.5.	TRASFORMATORI DI POTENZA PER LA NUOVA UNITA' A GAS .....	35

## 1. PARTE I

### 1.1. RICHIESTA INTEGRAZIONI RICEVUTE DA PARTE DELLA CTVIA - Nota MiTE prot.n.0143311 del 21.12.2021, allegato nota CTVIA n.5692 del 25.11.2021

1. *In relazione al fatto che i singoli interventi presentati nell'ambito di quattro istruttorie (ID 4914, 5398, 5401 e la presente 5667) afferiscono allo stesso progetto complessivo di adeguamento tecnologico e potenziamento della centrale La Casella, si ritiene necessario che siano analizzati gli impatti cumulativi determinati dall'eventuale realizzazione dei quattro interventi.*

#### **Risposta:**

Si riporta di seguito una descrizione sintetica dello stato procedurale degli interventi previsti nella Centrale e richiesti nelle singole istruttorie, procedimenti autorizzativi distinti tra loro, succitate nella richiesta della CTVIA:

- 1. ID4914** - *Progetto di installazione di sistemi di immagazzinamento di energia elettrica (ESS) nell'impianto a ciclo combinato di La Casella "E. Amaldi" nel comune di Castel San Giovanni (PC)*  
Procedura di Valutazione preliminare (ai sensi art.6 comma 9 D.Lgs.152/06 e ss.mm.ii.)  
Status procedura: Conclusa con esito positivo
- 2. ID5401** - *Variante della concessione di derivazione acqua dal Po a servizio della Centrale "Edoardo Amaldi" di La Casella (PC)*  
Procedura di Verifica di Assoggettabilità a VIA (ai sensi art.19 D.Lgs.152/06 e ss.mm.ii.)  
Status procedura: Conclusa con esito positivo con prescrizioni e raccomandazioni
- 3. ID5398** - *Progetto di upgrade impianto per la centrale "Edoardo Amaldi" di La Casella (PC)*  
Procedura di Verifica di Assoggettabilità a VIA (ai sensi art.19 D.Lgs.152/06 e ss.mm.ii.)  
Status procedura: In predisposizione provvedimento
- 4. ID5667** - *Progetto di installazione di una nuova unità a gas per la Centrale Termoelettrica "Edoardo Amaldi" di La Casella (PC)*  
Procedura di Valutazione di Impatto Ambientale (ai sensi art.23 D.Lgs.152/06 e ss.mm.ii.)  
Status procedura: Istruttoria tecnica CTVIA.

In merito alle interferenze dei quattro interventi, si segnala che l'intervento relativo alla variante di concessione di derivazione acqua dal Po (ID5401) non

prevede fasi di cantiere, per cui non si avranno effetti cumulativi derivanti da questa fase con gli altri interventi.

I moduli e la portata di acqua derivata dal fiume Po, considerati nella identificazione e valutazione degli impatti per i progetti di Upgrade (iter procedurale distinto ID5398) e della nuova Unità a gas (presente procedimento ID5667), sono quelli previsti e autorizzati nell’ambito dell’intervento di variazione della portata di acqua di derivazione (ID5401), per cui le valutazioni contenute negli Studi relativi ai due interventi (ID5398 e ID5667) tengono già conto degli eventuali effetti cumulativi con l’intervento ID5401.

L’intervento di installazione del progetto BESS (ID4914) sarà già terminato quando inizieranno i lavori per la realizzazione degli interventi della nuova unità a gas, per cui non si prevedono interferenze nella fase di cantiere.

L’identificazione e la valutazione degli impatti per i progetti di Upgrade (ID5398) e della nuova Unità a gas (ID5667), contenute negli Studi presentati, tengono conto della presenza del BESS previsto.

Si precisa, infine, che la connessione elettrica a 380 kV in cavidotto interrato della nuova unità a gas passerà, inoltre, a distanza notevole dalla connessione elettrica a 132 kV del BESS, la quale avverrà sempre in cavidotto interrato. I due cavidotti si incroceranno in due punti: uno in prossimità del BESS stesso e uno in prossimità della stazione Terna. I due incroci saranno gestiti come da normativa tecnica e di sicurezza vigenti.

L’identificazione e la valutazione degli impatti per il progetto della nuova Unità a gas (ID5667) contenute negli Studi presentati tengono già conto della presenza dell’intervento di Upgrade sulle unità esistenti 2 e 3 (ID5398) nella fase di esercizio.

Si prevede di realizzare i lavori per la nuova unità a gas successivamente a quelli del progetto di upgrade impianto. Inoltre, qualora dovesse esserci uno slittamento degli interventi di upgrade impianto e quindi una parziale sovrapposizione dei due cantieri (ultimi mesi del cantiere dell’upgrade con l’inizio del cantiere del progetto CCGT), data la natura del cantiere dell’upgrade (per cui i possibili impatti ambientali più significativi sono previsti solo nei primi mesi di attività per la realizzazione dell’edificio ammoniacca), date anche le assunzioni cautelative delle valutazioni condotte nel SIA, si ritiene che il contributo della fase finale del cantiere di upgrade sia non significativo e di secondaria importanza rispetto a quanto valutato per la nuova unità a gas e risulti largamente compreso nell’ampio margine di cautela già assunto. Si rimanda al documento di approfondimento specifico riportato in allegato (LC\_Allegato\_punto\_1\_Effetti cumulativi progetti) per la valutazione dei potenziali impatti cumulativi sulla qualità dell’aria e sulla componente rumore derivanti dalle fasi di realizzazione degli interventi dei due progetti (ID5398 e ID5667) previsti nel sito della Centrale.

Per quanto attiene la fase di esercizio, l’impatto cumulativo tra le fasi Upgrade e installazione di nuova unità a gas è stato compiutamente analizzato nella documentazione presentata nella procedura ID 5667 ed in particolare nell’Allegato A del relativo Studio di Impatto Ambientale (protocollo CESI

C0013427) che riporta le valutazioni ed il confronto di tali impatti per i seguenti scenari:

- **scenario "autorizzato"** con emissione dai gruppi esistenti LC1, LC2, LC3 e LC4;
- **scenario di "progetto fase Upgrade"** con emissione dai gruppi esistenti LC1 e LC4, e dai gruppi esistenti LC2-up e LC3-up a seguito della realizzazione del progetto di Upgrade;
- **scenario di "progetto fase 1" (OCGT)** con emissione dai gruppi esistenti LC1, LC2-up, LC3-up e LC4 configurati come per l'assetto "upgrade" e dal gruppo in progetto LC6-bp in assetto OCTG;
- **scenario di "progetto fase 2" (CCGT)** con emissione dai gruppi esistenti LC1, LC2-up, LC3-up e LC4 configurati come per l'assetto "upgrade" e dal gruppo in progetto LC6 in assetto CCGT.

I risultati del documento consentono di ritenere che l'intervento complessivo, di potenziamento dei gruppi LC2 e LC3 e di messa in servizio del nuovo ciclo combinato denominato LC6, porta a un miglioramento delle ricadute associabili all'impianto, per altro già trascurabili o poco significative nel loro scenario "autorizzato", per gli ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>). Si ha invece, a partire dallo scenario "upgrade" e arrivando allo scenario "progetto fase 2", un limitato aumento delle emissioni di monossido di carbonio (CO) e una emissione in atmosfera di ammoniaca (NH<sub>3</sub>), sostanza gassosa utilizzata dai sistemi di abbattimento NO<sub>x</sub> delle unità oggetto di upgrade e del nuovo ciclo combinato, non presente nello scenario "autorizzato". A seguito, inoltre, delle immissioni gassose di NH<sub>3</sub>, essendo tale sostanza un precursore dell'ammonio particellare (NH<sub>4</sub><sup>+</sup>), si ha in questi scenari, anche un aumento del particolato secondario (SPM) che, tuttavia, pur nelle condizioni estremamente cautelative adottate per la stima, permane su valori trascurabili anche nel punto di massimo impatto sia in termini di concentrazione media annua, sia di concentrazione giornaliera.

I foto-inserimenti della nuova unità a gas hanno considerato la presenza, oltre che del BESS, delle nuove strutture previste dal progetto di upgrade. Per quanto riguarda la componente clima acustico, l'impatto dell'esercizio dell'impianto BESS è stato considerato trascurabile sui potenziali recettori, collocati a distanza, sia rispetto a quello delle altre unità in funzione per il valore di potenza sonora delle relative sorgenti, molto minore sia rispetto alla nuova unità a gas, sia rispetto alle unità esistenti. Il progetto di upgrade non andrà ad alterare significativamente la rumorosità prodotta dalle unità prima degli interventi.

.....  
Infine, nella seguente tabella è riportato il quadro sinottico relativo all'analisi degli impatti cumulativi dei quattro progetti afferenti all'adeguamento tecnologico e al potenziamento della centrale La Casella.

*Tabella 1.1 – Quadro sinottico relativo all'analisi degli impatti cumulativi dei quattro progetti considerati*

INTERVENTO		IMPATTI CUMULATIVI	
		FASE DI CANTIERE	FASE DI ESERCIZIO
<b>ID4914</b>	<i>Progetto di installazione di sistemi di immagazzinamento di energia elettrica (ESS) nell'impianto a ciclo combinato di La Casella "E. Amaldi" nel comune di Castel San Giovanni (PC)</i>	Nessun impatto cumulativo perché la fase di cantiere termina prima dell'inizio dei lavori per tutti gli altri interventi	La presenza del BESS è stata considerata nelle valutazioni degli interventi ID5398 e ID5667
<b>ID5401</b>	<i>Variante della concessione di derivazione acqua dal Po a servizio della Centrale "Edoardo Amaldi" di La Casella (PC)</i>	Non è prevista fase di cantiere	La variante di concessione è stata considerata nelle valutazioni degli interventi ID5398 e ID5667
<b>ID5398</b>	<i>Progetto di upgrade impianto per la centrale "Edoardo Amaldi" di La Casella (PC)</i>	L'identificazione e la valutazione degli impatti dell'eventuale parziale sovrapposizione con ID5667 è considerata nel documento di approfondimento allegato (LC_Allegato_punto_1_Effetti cumulativi progetti)	L'identificazione e la valutazione degli impatti tiene conto anche della presenza del BESS (ID4914) e della variante di concessione della derivazione (ID5401)
<b>ID5667</b>	<i>Progetto di installazione di una nuova unità a gas per la Centrale Termoelettrica "Edoardo Amaldi" di La Casella (PC)</i>	L'identificazione e la valutazione degli impatti dell'eventuale parziale sovrapposizione con ID5398 è considerata nel documento di approfondimento allegato (LC_Allegato_punto_1_Effetti cumulativi progetti)	L'identificazione e la valutazione degli impatti presentati nel SIA del progetto tiene tengono conto anche della presenza del BESS (ID4914), della variante di concessione della derivazione (ID5401) e dell'upgrade delle unità 2 e 3 (ID5398)

2. Considerato che per le opere del progetto in oggetto è prevista l'occupazione di aree, in disponibilità del proponente ma, allo stato attuale, non ancora artificializzate e con residua permeabilità (settore occidentale) o nelle quali è iniziata l'opera di rigenerazione (settore meridionale precedentemente sede di quattro serbatoi, poi dismessi e demoliti), occorre:
- a) valutare ipotesi localizzative alternative delle opere in progetto entro il settore centrale, sede degli impianti esistenti, previa preventiva demolizione di impianti da dismettere;
  - b) progettare adeguati interventi mitigativi e interventi compensativi in relazione al consumo di suolo, in misura almeno doppia rispetto alle superfici interessate e in aree contermini alla zona della centrale;

- c) *calcolare le emissioni dovute al cantiere e ai materiali impiegati per le opere, da integrare nel progetto di compensazione che dovrà prevedere altrove la rigenerazione di aree impermeabilizzate, il riordino bioecologico e la ricostituzione o miglioramento di habitat naturali e/o terreni agricoli.*

**Risposta:**

- **In merito alla richiesta formulata nel punto a), si evidenzia quanto segue.**

In riferimento all'analisi delle possibili alternative localizzative delle opere proposte per la realizzazione ed installazione della nuova unità a gas, Enel sottolinea che tale analisi è stata condotta durante gli studi preliminari per la definizione ottimale sia da un punto di vista operativo che gestionale; infatti, la localizzazione del nuovo ciclo combinato e l'ubicazione dell'isola di potenza (turbine, generatore vapore a recupero, trasformatori) è stata individuata nella zona occidentale dell'impianto principalmente per i seguenti tre motivi, che la rendono preferibile rispetto ad altre aree della Centrale, considerando anche che nell'impianto, a valle dell'installazione della nuova unità, rimarranno in esercizio le unità esistenti:

- 1) *La zona è già parzialmente impermeabilizzata, per cui **si riduce l'utilizzo/consumo di suolo aggiuntivo**;*
- 2) *L'area proposta, inoltre, si trova già alla stessa quota dell'impianto esistente, consentendo la realizzazione di un rilevato contenuto e di dimensioni minori (solo per gli impianti ausiliari della nuova unità) e come conseguenza con un minore apporto/utilizzo di terreno per la sua realizzazione e **ne consegue quindi un beneficio su trasporti, movimentazioni terre, planning e impatti in fase di realizzazione del progetto**;*
- 3) *L'isola produttiva della nuova unità gas si trova in posizione laterale rispetto alla Centrale esistente, per cui sia in fase di cantiere, che in una futura fase di esercizio, **ci saranno minori interferenze** con l'esercizio dei gruppi esistenti, sia in termini di personale sia in termini di mezzi in movimento, aspetto di notevole importanza per la sicurezza;*
- 4) *Demolizioni di strutture esistenti non più in utilizzo.*

La localizzazione dei sistemi ausiliari è stata prevista nell'area Sud (ex area serbatoi), sia perché la zona occidentale della Centrale non dispone di una superficie sufficiente ad ospitarli, sia perché tale area (Sud) è prossima all'interfaccia con il gasdotto di SNAM (proveniente da est dell'impianto); la loro sistemazione, pertanto, risulta quella più idonea **a limitare l'estensione delle linee di collegamento e delle infrastrutture connesse**, sia per la vicinanza all'isola produttiva che alla rete gas esistente. A tale proposito si fa presente, infine, che nelle vicinanze di tale area è presente uno spazio adeguato ad ospitare l'area logistica di cantiere, con a disposizione una viabilità verso l'esterno semplificata e indipendente senza interferenze con l'esercizio dell'impianto esistente.



Le altre soluzioni che erano state valutate per posizionare la nuova unità a gas prevedevano:

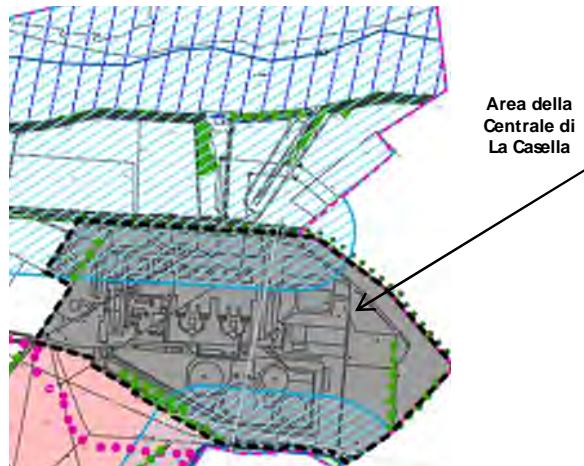
- La nuova unità ubicata interamente in area Sud:
  - con conseguente necessità di realizzare un rilevato di **dimensioni importanti e maggiori** – pertanto maggiore traffico, trasporti, movimentazione terre
  - **maggiore consumo di suolo**
  - **difficoltà nell’ubicazione delle aree di cantiere**, da prevedere in questo caso, per mancanza di spazio sufficiente, in altre zone di impianto, con conseguenti criticità logistiche e operative;
- La nuova unità ubicata nell’area a Nord-Est dei gruppi esistenti. Per questa ipotesi valgono le stesse considerazioni già espresse al punto precedente in merito al tema del rilevato e aree cantiere. Inoltre, si segnala che in questo caso le nuove opere avrebbero in parte interessato aree soggette a tutela paesaggistica ai sensi del D. Lgs. 42/2004 ss.mm.ii. Parte Terza e precisamente ai sensi dell'Art. 142, comma 1, lettera g) del Codice, in virtù della presenza in loco di un'area a bosco "non governato o irregolare" ricompresa nella carta forestale dell'Emilia-Romagna.

Si rappresenta, infine, che entrambe le soluzioni alternative avrebbero interessato maggiormente le aree soggette a tutela paesaggistica presenti all’interno del confine di impianto ai sensi del D. Lgs 42/2004 ss.mm.ii. Parte Terza art. 142, comma 1, lettera c) del Codice, per la presenza limitrofa del fiume Po e del Rio Sguazzo e Panaro, vincolo che nella soluzione prescelta viene interferito solo dalle aree di cantiere aventi carattere provvisorio e che saranno smantellate a fine lavori.

Le considerazioni alla base della scelta effettuata sono visivamente riassunte dalla vista generale del nuovo impianto riportata di seguito.



*Figura 3. Vista generale della nuova unità a gas e aree valutate come alternative localizzative*

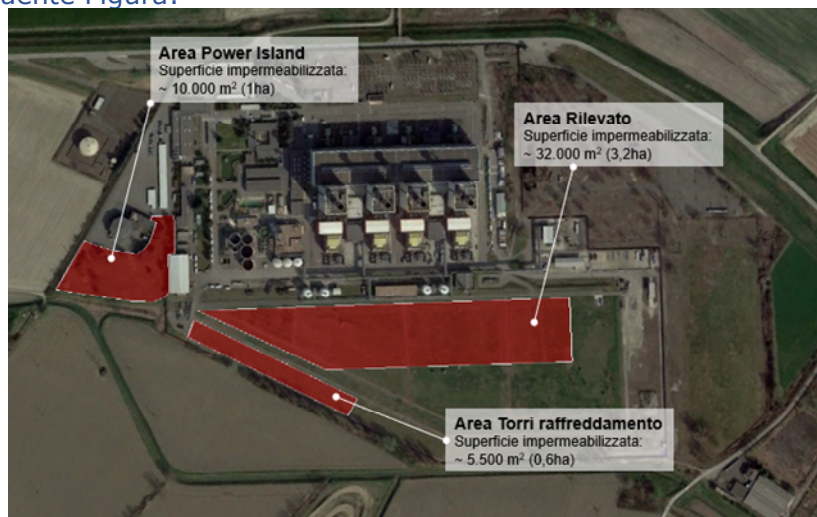


Fiumi, torrenti, corsi d'acqua iscritti negli elenchi previsti dal TU - art. 37 N.T.S.

Figura 4. Aree soggette a tutela paesaggistica presenti all'interno del confine di impianto ai sensi del D. Lgs. 42/2004 - Parte Terza art. 142, comma 1, lettera c)

- **In merito alla richiesta formulata nel punto b), si evidenzia quanto segue.**

Come riportato al punto a) la scelta dell'ubicazione della nuova unità a gas all'interno della Centrale è stata guidata da diversi "driver" tra cui la **minimizzazione del consumo di suolo** attualmente non impermeabilizzato. Le opere in progetto prevedono un consumo di suolo, inteso come superficie occupata nella quale è necessaria "una variazione da una copertura attualmente non artificiale (suolo non consumato) a una copertura artificiale del suolo (suolo consumato)" di circa 48.000 m<sup>2</sup> con una disposizione areale come rappresentata nella seguente Figura:



Dei circa 48.000 m<sup>2</sup> destinati ad ospitare le nuove opere, circa 32.000 m<sup>2</sup> fanno parte dell’area ex Serbatoi olio combustibile e comprendono l’area dell’edificio stoccaggio dell’ammoniaca previsto per il progetto di Upgrade che sarà utilizzato anche per la nuova unità a gas. Tali serbatoi sono stati già demoliti in precedenza per cui l’area è stata lasciata libera e non “artificializzata” in previsione di nuove progettualità.

Per compensare il “consumo del suolo” derivante dalle opere in progetto, sono state individuate alcune aree interne e contermini alla Centrale e nelle disponibilità di Enel, in misura superiore al doppio delle superfici consumate dalle opere previste dal progetto, sulle quali potranno essere progettati e sviluppati, in fase di progettazione esecutiva, adeguati interventi di compensazione e/o mitigazione. Nella seguente Figura si riportano le aree individuate per l’occorrenza, per una superficie complessiva massima di 146.000 m<sup>2</sup>:



- **In merito alla richiesta formulata nel punto c), si evidenzia quanto segue.**

Il calcolo delle emissioni dovute al cantiere e ai materiali impiegati per le opere presentato nel seguito è basato sulle informazioni disponibili nell’attuale stato di definizione della progettazione. In particolare, le emissioni dovute al cantiere sono calcolate mediante un approccio *bottom-up* in base alla composizione ed utilizzo dei mezzi, dei macchinari ed al volume di traffico indotto stimato per le differenti Fasi del progetto. Le emissioni associate ai materiali impiegati per le opere, in assenza di informazioni dettagliate del progetto, che saranno disponibili

nelle successive fasi di sviluppo dello stesso a valle della definizione dei fornitori, sono stimate preliminarmente facendo riferimento a risultati reperibili in letteratura per la realizzazione di impianti simili.

I processi di costruzione comprendono la produzione dei materiali per i componenti tecnologici oltre che i materiali utilizzati per la costruzione. La stima include le emissioni associate ai consumi elettrici e di combustibile diesel necessari per l’espletamento dei lavori. Poiché le fonti bibliografiche riassumono in un unico dato la fase realizzativa e quella di dismissione a fine vita dell’impianto (includendo anche la produzione di rifiuti ed i relativi processi di trattamento a fine vita) nel seguito si assume in prima approssimazione che le emissioni siano ripartite in maniera paritetica tra fase realizzativa e decommissioning.

**Emissioni dovute al cantiere**

Per quanto riguarda la fase di cantiere, le emissioni sono stimate sulla base della consistenza, tipologia dei parchi mezzi, macchinari e cronologia delle attività come descritte nella relazione tecnica di progetto relativa all’installazione della nuova unità a gas nelle diverse fasi realizzative: Early Works, Fase 1 (OCGT) e Fase 2 (CCGT). L’applicazione della metodologia, già descritta nell’Allegato A allo Studio di Impatto Ambientale (Protocollo CESI C0013427) cui si rimanda per maggiori dettagli, utilizza i fattori d’emissione presenti nella pubblicazione dell’Agenzia per L’Ambiente Europea “EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2019” riportati nella seguente tabella.

I fattori d’emissione considerati si riferiscono a tecnologie rispettose dei limiti della direttiva 97/68 stage IIIA.

La quantificazione delle emissioni complessive prodotte dall’attività dei mezzi durante la fase di cantiere è effettuata quindi associando ad ogni tipo di mezzo una potenza rappresentativa delle macchine presenti in cantiere da moltiplicare per il corrispondente fattore d’emissione, il numero dei mezzi di ciascun tipo e le ore di funzionamento previste.

Poiché i motori non sono eserciti continuativamente alla massima potenza, ma hanno periodi di minimo e/o di potenza parziale, la metodologia introduce un fattore di carico (load factor) determinato sulla base dei fattori indicati in corrispondenza dei cicli standard ISO DP 8178. Per le attività in oggetto si adotta nel seguito, a titolo cautelativo, un valore pari a 0.15 che costituisce il ciclo più elevato per la categoria in esame (C1 - Diesel powered off road industrial equipment) e quindi più cautelativo.

**Fattori di emissione EMEP/EEA dai motori dei mezzi e delle macchine di cantiere**

EMEP/EEA Emission Inventory Guidebook 2019						
Stage IIIA - EU Directive 2004/26 (machinery), EU Directive 2005/13 (tractors)						
Parametro	[kW]	19÷37	37÷56	56÷75	75÷130	130÷560
EF CO	[g/kWh]	2.2	2.2	2.2	1.5	1.5
EF NO <sub>x</sub>		6.08	3.81	3.81	3.24	3.24

EF VOC		0.6	0.4	0.4	0.3	0.3
EF CH <sub>4</sub>		0.014	0.01	0.01	0.007	0.007
EF PM <sub>10</sub>		0.4	0.2	0.2	0.2	0.1
Fuel Consumption		262	260	260	255	250

Pertanto, ogni tipologia di mezzo è stata assegnata, in base alla natura dell'attività svolta dallo stesso, alle fasi di realizzazione del rilevato o alle restanti fasi inerenti le realizzazioni ed i montaggi civili, sia meccanici sia elettrici. Ai fini del calcolo della CO<sub>2</sub> si è assunta una emissione specifica di 3.151 kg CO<sub>2</sub>/kg gasolio.

La seguente tabella sintetizza le emissioni previste per ogni Fase di progetto e relative all'intera durata della fase di costruzione.

Emissioni dovute ai mezzi e alle macchine di cantiere

<b>Fase Realizzativa</b>	<b>CO ton</b>	<b>NO<sub>x</sub> ton</b>	<b>VOC ton</b>	<b>PM ton</b>	<b>CO<sub>2</sub> ton</b>
Early Works	0.5	1.0	0.1	0.03	242.1
Fase 1 (dopo EW) e Fase 2	334.8	10.4	66.5	23.0	2539.2
<b>Totale</b>	<b>335.3</b>	<b>11.4</b>	<b>66.6</b>	<b>23,0</b>	<b>2781,3</b>

**Emissioni da trasporti**

La movimentazione dei materiali, che costituisce un ulteriore contributo alle emissioni della fase realizzativa, avverrà esclusivamente con mezzi e ditte autorizzate secondo le modalità previste dal D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii.

Per la realizzazione della nuova unità a gas, durante gli **Early works** si prevede che per la realizzazione del rilevato da circa 42.000 m<sup>3</sup> (39.000 m<sup>3</sup> + 3.000 m<sup>3</sup> eventuali per area aggiuntiva limitrofa all'isola produttiva - si rimanda alla sezione "integrazioni volontarie") saranno necessari circa 3.780 camions per il trasporto delle terre per un periodo di circa 7 mesi ed un TMG (Traffico Medio Giornaliero) di circa 18 camion/giorno. Nei periodi non interessati dalla realizzazione del rilevato si stima un TMG di circa 9 camions/giorno.

Durante la **Fase 1** e la **Fase 2** di realizzazione della nuova unità a gas, terminati gli Early works, il TMG previsto è di circa 15 camions/giorno per trasporti nei primi 12 mesi della Fase 1; tale traffico esterno si ridurrà nei mesi successivi a circa 9 camions/giorno.

Di seguito si riporta una stima delle emissioni di CO<sub>2</sub> legate ai trasporti di terre provenienti dall'esterno dell'impianto per realizzare il rilevato. Muovendosi in un contesto di sostenibilità ambientale e di imprenditoria locale è stata verificata la disponibilità da parte di ditte specializzate di cave, site in prossimità della Centrale Termoelettrica "Edoardo Amaldi" di La Casella, al fine di poter

minimizzare gli impatti derivanti dal traffico dei mezzi in fase di cantiere durante la realizzazione del rilevato previsto nell'area sud della Centrale.

Con riferimento quindi alla realizzazione del rilevato, la percorrenza di ciascun trasporto da e per l'esterno può essere conservativamente stimata pari a circa 50 km, valore maggiore della distanza dal sito delle cave preliminarmente individuate ed idonee alla fornitura del terreno necessario.

I volumi di traffico e le percorrenze sopra riportate consentono la stima delle emissioni applicando la metodologia "EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2019", di riferimento a livello Europeo e nazionale, e assumendo che i veicoli pesanti siano della categoria Euro V, con alimentazione diesel, aventi una massa a pieno carico di 30 tonnellate (categoria "HDT Rigid 28 - 32 t", con tecnologia di abbattimento degli NO<sub>x</sub> nei gas di scarico di tipo "SCR") e procedano a velocità media di 40 km/h. Si è assunto un potere calorifico del Diesel di 42.695 MJ/kg e un fattore emissivo di 3.151 kg CO<sub>2</sub>/kg gasolio. In considerazione del sito interessato si è assunta una pendenza media nulla ed un fattore di carico medio di 0.5 (il trasporto viaggia normalmente carico in un senso e scarico nell'altro).

Sotto tali ipotesi è possibile ottenere le stime delle emissioni specifiche per chilometro e veicolo riportate nella prima tabella seguente e le emissioni complessive dovute ai trasporti sull'intera durata della fase realizzativa della quota parte di rilevato effettuata con terre provenienti dall'esterno dell'impianto (riportate nella seconda tabella di seguito).

Fattori di emissione (EF) per i mezzi pesanti di categoria "Rigid 28 - 32 t"

<b>Parametro</b>	<b>Unità di misura</b>	<b>Valore</b>
Classe emissiva dei veicoli	-	Euro V
Velocità media	km/h	40
Pendenza media	%	0
Fattore di carico medio	%	50
EF CO	g/(km·veicolo)	1.9772
EF NOX		5.0706
EF VOC		0.0308
EF CH4		0.0053
EF PM		0.0532
EF CO2		899.7
ECF (Energy Consumption Factor)	MJ/(km·veicolo)	12.1902

Emissioni complessive da trasporti per l'importazione del terreno necessario alla realizzazione del rilevato:

Emissione	Early Work
CO tonnellate	0.75
NOx tonnellate	1.92
VOC tonnellate	0.01
PM tonnellate	0.02
CO <sub>2</sub> tonnellate	340.07

### **Emissioni da materiali impiegati per le opere**

In merito alla stima delle emissioni per i materiali delle opere, allo stato attuale dell'avanzamento del progetto non si dispongono di alcune informazioni per l'effettuazione di una valutazione specifica per l'impianto in oggetto (ad es. dati da fornitori delle componenti, origine dei materiali...). Si ricorre pertanto a informazioni bibliografiche che permettano una valutazione preliminare di tale emissione per la realizzazione di un nuovo ciclo combinato (CCGT).

Un primo riferimento bibliografico può essere riscontrato nel rapporto, "Life Cycle Assessment of a Natural Gas Combined-Cycle Power Generation System" del National Renewable Energy Laboratory, redatto nell'anno 2000, che indica sull'intero ciclo di vita di un CCGT (inclusa la fase di costruzione) un'emissione di 449 g CO<sub>2</sub>eq/kWh prodotto dall'impianto. Secondo tale studio, le fasi di costruzione e decommissioning contribuiscono complessivamente per 2 g CO<sub>2</sub>eq/kWh. Ripartendo equamente, in prima approssimazione, tale contributo tra costruzione e decommissioning si può quindi stimare 1 g CO<sub>2</sub>eq/kWh. Tali dati sono basati su unità CCGT di vecchia generazione, con efficienze inferiori ai nuovi gruppi di classe H presi in considerazione per questo progetto. Un riferimento più recente (anno 2019) e relativo ad una realtà italiana riporta la stima per le fasi di costruzione e decommissioning pari a 1.1 g CO<sub>2</sub>eq/kWh, rendendo quindi possibile assumere per la sola fase di costruzione un'emissione di circa 0.5 g CO<sub>2</sub>eq/kWh.

Ai fini del calcolo dei kWh, poiché la nuova unità proposta ha una capacità di circa 850 MW<sub>e</sub> (netti di impianto), considerando che la stessa non sarà sempre esercitata al massimo carico e che quest'ultimo varierà in funzione delle richieste della rete elettrica, si può assumere cautelativamente un funzionamento alla capacità nominale per 20 anni nel corso della sua vita utile. Se poi si prendono anche in considerazione le fermate programmate e non della nuova unità durante il suo futuro esercizio, è possibile assumere nel calcolo su ogni anno di funzionamento un fattore di riduzione per le ore effettive di esercizio di circa il 20% e quindi ottenere un'emissione di circa 59.500 tonnellate di CO<sub>2</sub>eq per la fase di costruzione (che include anche il trasporto dei suddetti materiali e le fasi cantieristiche). Considerando le emissioni stimate nei precedenti punti per le attività cantieristiche già incluse ed escluso, invece, conservativamente il trasporto delle terre necessarie per la realizzazione del rilevato, essendo quest'ultima un'attività specifica per il sito in esame, l'emissione relativa alla fase di costruzione è valutabile preliminarmente in circa 59.800 tonnellate di CO<sub>2</sub>eq di cui: 56.700 t per i materiali (incluso trasporto in sito), 2.800 t per le fasi

cantieristiche e circa 300 t per i trasporti aggiuntivi legati alla realizzazione del rilevato.

In allegato [LC\_Allegato\_punto\_2\_Studio preliminare compensazioni] si riporta lo studio preliminare degli interventi mitigativi e compensativi proposti nelle aree individuate ed evidenziate in blu nella figura al precedente punto 2.b. Lo studio analizza le possibili specie arboree selezionando le specie ecologicamente coerenti e adeguate al contesto al fine di garantire una adeguata successione ecologica. Tra i criteri di selezione sono considerati, oltre alla compatibilità con il sito in termini di caratteristiche meteorologiche, habitat, tipologia di suolo e la capacità di assorbimento della CO<sub>2</sub> delle essenze. In una fase successiva, in base alla natura delle diverse specie vegetali, sarà valutata nel dettaglio la densità di impianto per garantire il migliore sviluppo delle piante e poter quindi determinare il numero totale di individui che potranno essere messi a dimora e la capacità stimata di assorbimento annuo ottenibile.

3. *Preso atto che dalla Relazione progettuale si apprende che per la costruzione delle opere in progetto ubicate nel settore meridionale dell'area in disponibilità, posto attualmente ad una quota di 54,45 m s.l.m., è prevista una prima elevazione del p.c. ad una quota di circa 56,0 m s.l.m. attraverso la realizzazione di un rilevato, per la cui messa in opera rilevato saranno approvvigionati 39.000 m<sup>3</sup> di inerti da cave, mentre la successiva ulteriore elevazione, con un quantitativo ulteriore stimato in 29.000 m<sup>3</sup> fino alla quota di impianto a 57,05 m s.l.m. sarà effettuata mediante riutilizzo, ove possibile, del terreno proveniente dagli scavi della zona isola produttiva, con profondità di scavo fino a 5-6 m dal p.c. e un volume di terre prodotte di circa 50.000 m<sup>3</sup>, delle quali si ritiene di riutilizzarne fino a 35.000 m<sup>3</sup> per detto rilevato e altre opere minori:*
- a) indicare le cave individuate e le rispettive disponibilità a fornire i quantitativi di inerti necessari, analizzando il quadro degli impatti in fase di cantiere derivanti da detti approvvigionamenti esterni;*
  - b) valutare la possibilità di ridurre gli approvvigionamenti esterni attraverso il riutilizzo dei 15.000 m<sup>3</sup> di terre di scavo attualmente non considerati per il rilevato e le altre opere minori, aggiornando il Piano Preliminare di Utilizzo delle terre e rocce da scavo rispetto a detto scenario;*
  - c) indicare le discariche o gli impianti di recupero individuati, e rispettive disponibilità, analizzando il quadro degli impatti in fase di cantiere derivanti da detti conferimenti, qualora le terre prodotte risultassero inadatte al riutilizzo per contaminazione, sebbene le indagini pregresse nel parco serbatoi non abbiano evidenziato criticità, o per caratteristiche geomeccaniche, stante le caratteristiche litostratigrafiche entro le profondità di scavo che fanno ritenere improbabile la loro idoneità quali terreni per il rilevato, stante le opere di fondazione superficiale allo stato ipotizzate.*



**Risposta:**

- **In merito alla richiesta formulata nel punto a), si evidenzia quanto segue.**

In riferimento all'individuazione delle cave e delle rispettive disponibilità a fornire i quantitativi di inerti necessari, Enel specifica che è stata fatta una prima valutazione in merito alla disponibilità per la fornitura dei quantitativi e tipologia di terreno da importare necessario per l'innalzamento fino alla quota di progetto di 57,05 m. Detta tipologia di lavoro verrà eseguita esclusivamente con materiali inerti certificati, con attestazione di idoneità degli stessi per la realizzazione del rilevato (qualità, natura, composizione, etc.). L'individuazione specifica verrà svolta in una fase più avanzata del progetto. Ad ogni modo la movimentazione dei materiali avverrà esclusivamente con mezzi e ditte autorizzate secondo le modalità previste dal D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii. e qualificate Enel.

Muovendosi Enel in un contesto di sostenibilità ambientale e di imprenditoria locale è stata verificata la disponibilità da parte di ditte specializzate di cave, site in prossimità dalla Centrale Termoelettrica "Edoardo Amaldi" di La Casella, al fine di minimizzare gli impatti derivanti dal traffico dei mezzi in fase di cantiere.

Per la realizzazione del rilevato, costituito da terre di categoria A1a-A1b, sono stimati necessari i seguenti quantitativi approvvigionati dall'esterno dell'impianto: 39.000 m<sup>3</sup> per l'area servizi ausiliari della Nuova Unità e 3.000 m<sup>3</sup> per una piccola area eventuale di fronte all'isola di potenza (si veda sezione successiva integrazioni volontarie). A quanto sopra corrispondono circa 3.780 camions necessari per il trasporto complessivo delle terre importate (circa 18 camions al giorno) per circa 7 mesi.

Nella presente fase del progetto sono state individuate le cave, idonee alla fornitura in oggetto, site ad una distanza inferiore a 50 km; solo a valle della finalizzazione dei contratti, sarà cura di Enel fornire indicazioni più dettagliate sulla localizzazione della/e cava/e e della/e ditta/e che forniranno il materiale richiesto e previsto da progetto.

Gli impatti associati al traffico indotto, sopra descritto, sono ascrivibili alle emissioni in atmosfera associate ai processi di combustione dei motori dei camion e, più in generale, all'uso ed al passaggio dei veicoli sulle strade interessate dal traffico stesso.

Riprendendo la medesima metodologia di calcolo già presentata in risposta alla richiesta 2.c, è possibile calcolare le emissioni riportate nella seguente tabella relativa al traffico medio giornaliero per i differenti mesi di attività, considerando la massima percorrenza attesa (100 km, pari alla somma di 50 km per il tragitto cava-impianto e 50 km per il tragitto di ritorno).

<b>Emissioni da trasporti per conferimento terre in kg/gg</b>	<b>da mese 1 a mese 8</b>
<b>TMG (veicoli/gg)</b>	<b>18</b>
CO	3.6
NO <sub>x</sub>	9.1
VOC	0.06
PM	0.01
CO <sub>2</sub>	1619

Considerando l'entità del traffico indotto, le relative emissioni, le caratteristiche diffusive delle emissioni stradali, la loro durata temporanea, la discontinuità nell'arco della giornata e la reversibilità degli effetti alla cessazione delle emissioni, si può considerare che tali impatti avranno effetti trascurabili sulla qualità dell'aria. Al fine di minimizzare effetti di cumulo con il traffico attualmente presente sulle infrastrutture stradali del territorio, in sede esecutiva saranno inoltre identificati percorsi che eviteranno, se possibile, o limiteranno l'interessamento di strade attualmente soggette a episodi di congestione.

- **In merito alla richiesta formulata nel punto b), si evidenzia quanto segue.**

In riferimento alla possibilità di ridurre gli approvvigionamenti esterni, si è considerato di poter riutilizzare complessivamente fino a 40.000 m<sup>3</sup> di terre di scavo, in funzione della loro qualità sia in termini ambientali che geotecnici ai fini del riutilizzo e delle esigenze legate alle tempistiche realizzative. Il Piano di Utilizzo terre (LC\_Allegato\_punto\_3\_Piano Preliminare Utilizzo Terre e Rocce\_C2001462) è stato, pertanto, aggiornato in tal senso e qui allegato.

- **In merito alla richiesta formulata nel punto c), si evidenzia quanto segue.**

Allo stesso modo di quanto specificato al punto a), Enel sottolinea che è stata sondata la disponibilità di impianti muovendosi in un contesto di sostenibilità ambientale e di imprenditoria locale. L'individuazione degli impianti di recupero e/o delle discariche specifici verrà svolta in una fase più avanzata del progetto, stimando al momento di utilizzare dei fornitori presenti all'interno di un raggio di circa 50 km dalla Centrale e stimando di conseguenza gli impatti derivanti da detti conferimenti nelle fasi di cantiere. A valle della finalizzazione dei contratti, sarà cura Enel fornire indicazioni più dettagliate sulla localizzazione degli impianti e delle ditte individuati.

4. *Considerato che la quota di progetto di 57,05 m s.l.m. risulta significativamente inferiore rispetto alla quota idrometrica della piena di riferimento pari a 60,33 m s.l.m.,*

e che nel caso eventuale di sifonamento o di rottura dell'argine maestro le opere in progetto risulteranno quanto meno sommerse per un'altezza di oltre 3 m, occorre:

- a) *relazionare sugli effetti ambientali che scaturirebbero da detta eventualità e su quelli attesi nel caso di lesioni dirette alle strutture delle opere o altri eventi incidentali conseguenti, compreso il loro collasso per instabilità quale conseguenza degli effetti idrodinamici della rotta di piena, che potrebbe determinare lo scalzamento per erosione dei fianchi del rilevato di progetto;*
- b) *individuare efficaci interventi mitigativi o analizzare soluzioni progettuali diverse.*

**Risposta:**

In allegato si riporta il documento "Studio di compatibilità idraulica" [LC\_Allegato\_punto\_4\_Studio di Compatibilità Idraulica\_C1001927] per la nuova unità a gas in progetto presso la Centrale termoelettrica Enel Edoardo Amaldi di La Casella.

Le valutazioni dello studio sono state svolte con riferimento alle vigenti norme, in particolare il *Piano Strutturale Comunale* ("PSC") di Castel San Giovanni che recepisce le indicazioni del *Piano Stralcio per l'Assetto Idrogeologico* ("PAI") dell'Autorità di Bacino Distrettuale del Fiume Po e del *Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale* ("PTCP") di Piacenza e tenendo conto del quadro conoscitivo presente nel *Piano di Gestione del Rischio di Alluvioni dell'Autorità di Bacino*.

L'area circostante l'impianto è stata inquadrata dal punto di vista del rischio idraulico, ed è stata effettuata una ricognizione documentale sulle arginature maestre del fiume Po e sulle rotte storiche. Il terreno sul quale insiste l'impianto in progetto e il territorio circostante sono stati analizzati dal punto di vista morfologico, in relazione alle mappe di rischio idraulico. Infine, a completamento dell'analisi svolta, sono stati valutati gli effetti di una eventuale rotta lungo gli argini che proteggono la Centrale Enel e il territorio circostante.

Di seguito si riassumono gli elementi principali derivanti dallo studio effettuato.

- La Centrale Enel e l'area circostante, ricadenti in Fascia C, zona C1 (protetta da arginature) interessata da inondazioni conseguenti a piene catastrofiche (tempo di ritorno di almeno 500 anni), e in area R2 (rischio medio, per il quale sono possibili danni minori agli edifici, alle infrastrutture e al patrimonio ambientale, che non pregiudicano l'incolumità delle persone, l'agibilità degli edifici e la funzionalità delle attività economiche), sono adeguatamente protette dall'argine maestro in destra idrografica del fiume Po sia per la piena di riferimento da considerare nella verifica per il rischio idraulico dell'area, pari a 60,33 m. s.l.m. (media fra i livelli idrici della piena SIMPO) e, seppur con franchi più ridotti, per la piena bicentenaria.

- Gli argini sono periodicamente sorvegliati e mantenuti dall’Agenzia interregionale per il fiume Po (“AIPO”), che ha elaborato peraltro un progetto emesso alla fine del 2020, che prevede la sistemazione del paramento lato fiume in prossimità della Centrale elettrica al confine dei territori di Castel San Giovanni e di Sarmato; detto progetto è stato elaborato per risolvere fenomeni di franamento e smottamento che hanno interessato esclusivamente la prima scarpata arginale a partire dal piano golenale.
- Il rischio idraulico risulta esclusivamente di natura residuale, in quanto connesso unicamente alla remota eventualità di breccia arginale concomitante con un evento di piena eccezionale. In base all’analisi storica dei dati, la probabilità che si verifichi una rotta arginale intorno all’area di progetto in concomitanza con una piena bicentenaria o di entità leggermente inferiore come la piena SIMPO o la recente piena del 2000, pur non essendo quantificabile esattamente, corrisponde sicuramente a tempi di ritorno superiori a 200 anni. In altre parole, si tratterebbe di probabilità inferiore a quella che si può determinare nel caso in cui si abbiano scenari di inondazione per la piena di progetto o per eventi di poco superiori alla stessa.
- Considerato il tratto di fiume Po di interesse, le rotte storiche e le piene di riferimento, il meccanismo di rottura principale è attribuibile alla tracimazione dell’argine e la rotta arginale per sormonto risulterebbe più probabile per l’argine maestro sinistro rispetto a quello destro, che protegge l’area dell’impianto in progetto. Questo significa che durante eventi catastrofici, la probabilità di tracimazione in sinistra seguita da potenziale rottura arginale, con conseguente laminazione della piena, risulterebbe sicuramente più elevata che in sponda destra, rendendo per quest’ultima ancora meno probabile tale tipo di accadimento.
- L’impianto attuale e il progetto della nuova unità a ciclo combinato sono localizzati su un rilevato posto a quota 57,05 m s.l.m., rispetto all’area circostante. In base alle valutazioni effettuate nello studio detto rilevato resterebbe asciutto per fuoriuscite d’acqua dall’argine destro del fiume Po di notevole quantità, fino a 20 Mm<sup>3</sup>.
- Eventuali piene del reticolo idraulico minore intorno alla Centrale non rappresentano fattori di rischio nemmeno nel caso di efflusso nel Po rigurgitato, data la posizione sopraelevata dell’impianto.

In sintesi, dallo studio emerge che l’opera in progetto è compatibile dal punto di vista idraulico e che la probabilità di accadimento di una ipotetica rotta arginale e dei conseguenti effetti possa essere considerata trascurabile. Si sottolinea inoltre che le installazioni in progetto per la nuova unità a gas andando a collocarsi in un’area da lungo tempo impegnata dall’impianto Enel preesistente,

non andrebbero a perturbare le condizioni di rischio idraulico complessive rispetto alla situazione attuale. Non si ritiene, pertanto, necessaria l'individuazione di interventi mitigativi o di soluzioni progettuali diverse.

5. *Considerato che allo stato sono ipotizzate fondazioni di tipo superficiale anche per le opere maggiori, fra cui il turbogas, ritenendo sufficienti operazioni di vibroflottazione o vibrocompattazione, occorre valutare la suscettibilità alla liquefazione degli orizzonti stratigrafici presenti entro il modello geologico e quello geotecnico del sito, da approfondirsi, analizzando soluzioni progettuali alternative e relativi impatti ambientali da confrontarsi con il quadro degli impatti della soluzione progettuale attualmente prevista, da approfondirsi considerando la possibilità di cedimento delle opere fondazionali ed eventi incidentali conseguenti, sia in relazione ai possibili effetti sull'ambiente, sia in relazione alla funzionalità delle opere.*

**Risposta:**

Con l'obiettivo di indagare e approfondire gli aspetti inerenti le opere fondazionali previste da progetto, è stata effettuata una nuova campagna di indagini geognostiche. A valle di queste si è quindi provveduto alla redazione delle relazioni geologica (PBITC00061) e geotecnica (PBITC00062), allegate al presente documento [LC\_Allegato\_punto\_5\_Relazione geologica\_PBITC00061 e LC\_Allegato\_punto\_5\_Relazione di caratterizzazione geotecnica\_PBITC00062].

Nella Relazione geologica, al par. 6.5, è stata valutata la suscettibilità dei terreni di fondazione a fenomeni di liquefazione e si è appurato che il cosiddetto "strato 3", di spessore circa 5/6 m e riscontrato fino a quote di 42-44 m s.l.m., è potenzialmente liquefacibile al verificarsi del sisma di riferimento.

Nella Relazione di caratterizzazione geotecnica si sono quindi analizzati i parametri dei terreni e nelle conclusioni della stessa (par. 6) si indica, alla luce di quanto esposto, per le fondazioni di strutture importanti, di eseguire un trattamento di vibro flottazione che coinvolga i primi 3 strati, in quanto questa tipologia di trattamento, oltre a migliorare la capacità portante del terreno già buona, limiterà i cedimenti attesi e consentirà di risolvere il problema di possibili fenomeni di liquefazione dello strato 3.

Si è, pertanto, deciso di procedere con la realizzazione di fondazioni di tipo superficiale, previo trattamento del terreno con vibroflottazione o vibrocompattazione.

Per completare le valutazioni sono state inoltre considerate delle soluzioni alternative come fondazioni profonde o una bonifica dei terreni; dai risultati ottenuti sono state ritenute sfavorevoli rispetto alla vibro flottazione proposta soprattutto dal punto di vista ambientale oltre che economico.

La **prima alternativa** – fondazioni profonde, prevede di eseguire un numero considerevole di pali profondi, con conseguenti produzione di terre di scavo provenienti dalle attività di trivellazione e con un conseguente consumo di grosse quantità di calcestruzzo e acciaio, quindi con un’elevata invasività delle opere da realizzare decisamente maggiore rispetto alla soluzione progettuale scelta e proposta; oltre all’elevato impatto che possono avere le fondazioni profonde si aggiungono anche le future necessarie opere di dismissione e smantellamento delle stesse. La **seconda alternativa** – bonifica dei terreni non risulterebbe percorribile in quanto, vista la profondità dello strato coinvolto dal rischio di liquefazione, comporterebbe scavi di sbancamento molto importanti con notevole movimentazione di terre, anche nuove, da importare nel sito, e conseguente utilizzo di innumerevoli mezzi pesanti.

6. *Sebbene gli approvvigionamenti idrici della centrale rientrino nei limiti dell’autorizzazione alla derivazione dal Po e pur considerata la restituzione al corpo idrico, è opportuno analizzare diverse possibili alternative più sostenibili entro i tempi di vita dell’impianto in progetto, tenuto conto della progressiva diminuzione dei livelli idrici del fiume fra cui quelli registrati in occasione delle recenti siccità estive per effetto del cambiamento climatico in atto.*

**Risposta:**

Gli interventi proposti e in particolare la realizzazione della nuova unità a gas LC6 non comportano alcuna modifica alle modalità attuali di approvvigionamento idrico; inoltre, i quantitativi di acqua prelevati dal fiume Po non subiranno alcun incremento rispetto a quelli attualmente autorizzati (la “Variante della concessione di derivazione acqua dal Po a servizio della Centrale “Edoardo Amaldi” di La Casella (PC)”, che prevede la revisione della Concessione nella parte relativa alla quantità di moduli prelevabili, con la richiesta dell’adeguamento dei moduli massimi prelevabili fino a 250/anno, è stata sottoposta a Verifica di Assoggettabilità a VIA e il MITE – CRESS conclusosi positivamente con Decreto n.111 del 09/04/2021).

Si sottolinea, inoltre, che nell’ottica di una gestione sostenibile della risorsa idrica, la nuova unità a gas LC6 è stata progettata per ridurre il fabbisogno di acqua, aumentando il riutilizzo interno delle acque di processo e minimizzando gli approvvigionamenti idrici. Nello specifico, per il raffreddamento delle utenze della nuova unità LC6 e, in particolare, del condensatore, è prevista l’installazione di un sistema a ciclo chiuso con torri di raffreddamento di tipo forzato. Ciò consentirà di avere un impatto limitato sul prelievo e la restituzione di acqua dal fiume Po in quanto tale sistema necessiterà di un quantitativo di acqua di fiume per il solo reintegro e di un ordine di grandezza inferiore a quello necessario alle unità esistenti LC1-2-3-4. Inoltre, la portata d’acqua di fiume necessaria sarà

prelevata dal circuito esistente a valle del raffreddamento delle attuali unità di produzione, senza intaccare il valore di prelievo massimo attualmente autorizzato. Per i dettagli e il funzionamento del circuito con torri di raffreddamento si rimanda alla relazione di progetto allegata all'istanza di VIA.

7. *In relazione alla stima degli impatti sulla Salute del progetto in oggetto, per quanto riguarda la Valutazione di Impatto Sanitario (VIS) si fa propria la richiesta di integrazioni dell'Istituto Superiore di Sanità (AOO-ISS 26/01/2021 0002428) e, ferma restando la necessità di rispondere a tutte le richieste ivi elencate, si richiede di progettare uno studio epidemiologico a coorte storica, da svolgere in collaborazione con la ASL territoriale, che andrà effettuato entro 1-2 anni dall'entrata in esercizio della nuova CTE e dovrà essere aggiornato a distanza di 5 anni per valutare le differenze nell'insorgenza di patologie, con latenza inferiore a 5 anni, correlate al nuovo impianto e valutare il trend temporale col metodo della "difference-in-differences" (DID).*

**Risposta:**

Nell'Allegato "LC\_Allegato\_punto\_7\_Aggiornamento Valutazione Impatto Sanitario\_205321" si riporta lo studio di Valutazione di Impatto Sanitario, in forma completa, aggiornato ed integrato con gli approfondimenti e i chiarimenti richiesti nel sopracitato parere dell'Istituto Superiore di Sanità. Inoltre, il documento allegato "LC\_Allegato\_punto\_7\_proposta studio di coorte" riporta la proposta di metodologia per uno studio di coorte residenziale sugli effetti delle esposizioni ambientali sulla mortalità e morbosità della popolazione residente nell'area di interesse; i dettagli saranno oggetto di discussione con gli Enti di Riferimento. A tal proposito si sottolinea che tale documento è stato inviato per condivisione alla ASL territoriale con nota ENEL-PRO-09/02/2022-0002226.

8. *Predisporre una proposta integrativa che preveda quantomeno l'invarianza dei contributi massici annui delle emissioni di NO<sub>x</sub> e CO in tutte le fasi del progetto rispetto a quanto autorizzato.*

**Risposta:**

In riferimento ai **contributi massici annui** delle emissioni di NO<sub>x</sub> e CO, Enel si impegna al mantenimento dell'invarianza, in tutte le fasi del progetto, rispetto allo scenario autorizzato analizzato nell'Allegato A dello Studio di Impatto Ambientale inviato congiuntamente con l'istanza di richiesta autorizzazione e riportato per semplicità nella tabella seguente:

Scenario	Sez.	Ore funz. annuo	Bilancio massico					
			NO <sub>x</sub>	CO	NH <sub>3</sub>	NO <sub>x</sub>	CO	NH <sub>3</sub>
			kg/ora			kg/anno <sup>(1)</sup>		
Autorizzato (a)	LC1	8'760	132.0	132.0	---	578'160	578'160	---
	LC2	8'760	132.0	132.0	---	578'160	578'160	---
	LC3	8'760	132.0	132.0	---	578'160	578'160	---
	LC4	8'760	132.0	132.0	---	578'160	578'160	---
	Totale:		528.0	528.0	---	2'312'640	2'312'640	---

*\*estratto dalla Tabella 4.2.14 dell'Allegato A allo Studio di Impatto Ambientale presentato in istanza*

Su un orizzonte di esercizio annuale il Gestore garantirà che i valori del **bilancio massico, inclusivo di upgrade e nuova unità LC6, saranno sempre uguali o inferiori ai valori totali su riportati anche nel nuovo assetto di impianto** sia per quanto riguarda le emissioni di CO che di NO<sub>x</sub>. A tale riguardo si precisa, inoltre, che si privilegerà in tale nuovo assetto l'esercizio delle unità a maggiore compatibilità ambientale ovvero la nuova unità a gas e le unità 2 e 3 ripotenziare e dotate di SCR.

Infine, allo scopo di ottemperare alla richiesta in modo ancor più puntuale e di "predisporre una proposta integrativa" a tale proposito, Enel si rende disponibile ad eliminare la "Fase 1" OCGT del progetto della Nuova Unità a gas, rinunciando alla possibilità di esercire in ciclo aperto il turbogas tramite il camino di *by-pass*. A fronte di ciò la nuova unità verrà realizzata per essere esercita solo in configurazione di ciclo combinato ("Fase 2"), con i seguenti vantaggi in termini di ulteriore riduzione dei relativi impatti rispetto allo scenario descritto nella Relazione tecnica allegata all'istanza di richiesta autorizzazione:

- Eliminazione del camino di *by-pass* del turbogas e quindi di un punto di emissione caratterizzato da una maggiore concentrazione di NO<sub>x</sub> rispetto al camino del generatore di vapore a recupero all'interno del quale è prevista l'installazione dell'impianto SCR per l'ulteriore abbattimento degli ossidi di azoto.
- Riduzione dell'area occupata della nuova isola di potenza, con un impatto positivo sull'utilizzo del suolo, si allegano le planimetrie riviste per tenere conto della modifica proposta del progetto, che sono derivate della Relazione Progettuale e ne rappresentano quindi l'evoluzione "in riduzione" come risulta evidente dal confronto grafico tra i due layout/prospetti riportato qui di seguito in dettaglio.
- Riduzione delle volumetrie nuove da realizzare di circa 5.000 m<sup>3</sup> (eliminazione del camino di *by-pass*) rispetto a quelle considerate per le fasi di progetto (fase 1 OCGT e fase 2 CCGT).





Figura 4. Confronto layout isola di potenza senza e con camino di by-pass (in pianta)

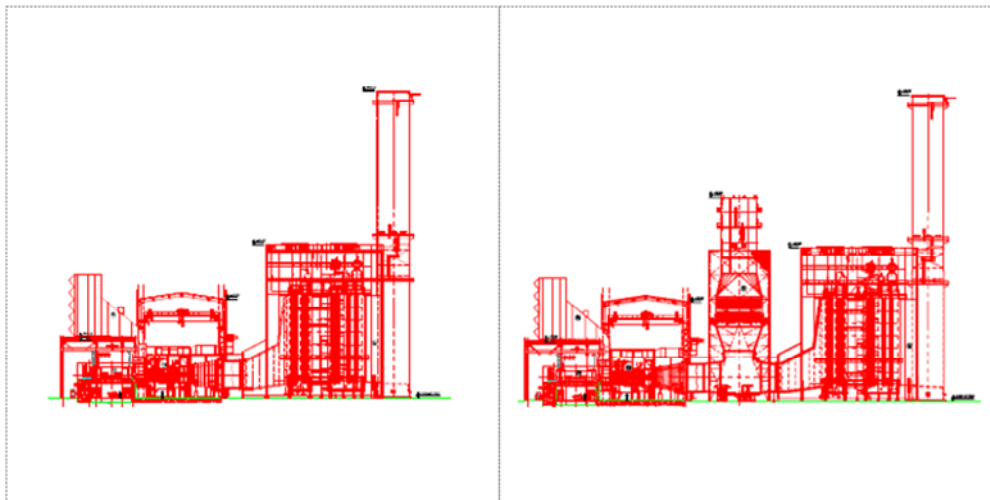


Figura 5. Confronto layout isola di potenza senza e con camino di by-pass (in sezione)

Per maggiori dettagli si rimanda agli allegati “LC\_Allegato\_punto\_8\_PBITC0091300\_Planimetria generale senza camino by-pass” e “LC\_Allegato\_punto\_8\_PBITC0091400\_Vista e sezioni senza camino by-pass”.

9. Con riferimento al combustibile utilizzato si dovrà redigere un programma previsionale fino al 2030 delle emissioni di CO<sub>2</sub> prodotte dall’impianto, per tutti gli scenari considerati, in linea con la pianificazione nazionale e gli incrementi previsti per la produzione da rinnovabili, al fine di:

- a) evidenziare la loro graduale riduzione necessaria per tragguardare gli obiettivi comunitari;
- b) comunicare a tutti i portatori d’interesse l’impegno del proponente alla progressiva riduzione del consumo di combustibili fossili e conseguentemente del loro impatto locale e globale.

**Risposta:**

- **In merito alla richiesta formulata nel punto a), si evidenzia quanto segue.**

Con riferimento a due possibili scenari di *mix* energetico nazionale, in funzione di due differenti livelli di penetrazione FER (55% in linea con PNIEC e “New Green Deal”, dove potrebbe arrivare a superare anche il 68% coerentemente con gli obiettivi più sfidanti del nuovo scenario Green Deal Europeo), si riportano di seguito elaborazioni Enel relativamente alla produzione da fonti di energia rinnovabile, GAS e carbone.

Scenario FER PNIEC 55% - Elaborazione Enel	2019	2020 (*)	2025	2030	Δ2020-2030
Domanda (TWh)	320	301	327	337	+ 36
Quota FER	35%	37%	43%	55%	
Produzione da FER (TWh)	116	117	144	191	+74
Produzione da GAS (TWh)	150	141	144	132	- 9
Produzione da Carbone (TWh)	16	12	1	0	-12
Produzione di CO <sub>2</sub> totale (MtonCO <sub>2</sub> )	81	74	67	62	-12

*Nota: i valori riportati non includono produzione ed assorbimento accumulati ed assorbimenti import/export*

*(\*) Valori stimati al 2020*

Scenario FER New Green Deal > 68% - Elaborazione Enel	2019	2020 (*)	2025	2030	Δ2020-2030
Domanda (TWh)	320	301	327	337	+ 36
Quota FER (%)	35%	37%	51%	>68%	
Produzione da FER (TWh)	116	117	169	248	+ 131
Produzione da GAS (TWh)	150	141	124	100	- 41
Produzione da Carbone (TWh)	16	12	1	0	- 12
Produzione di CO <sub>2</sub> totale (MtonCO <sub>2</sub> )	81	74	60	50	-24

*Nota: i valori riportati non includono produzione ed assorbimento accumulati ed assorbimenti import/export*

*(\*) Valori stimati al 2020*

Per interpretare in termini di confronto i valori di consuntivo e quelli attesi al 2030, è opportuno evidenziare che i volumi dell’anno 2020 sono pesantemente

impattati dall'effetto COVID, sia in termini di domanda elettrica che in termini di generazione termoelettrica, con effetto diretto sulle emissioni di CO<sub>2</sub> che risultano al 2020 ridotte rispetto al 2019.

Si evince inoltre che al 2030, anche nello scenario con maggiore penetrazione di FER, la generazione a gas risulta necessaria per coprire la quota residua di domanda non coperta da rinnovabili. In questo senso, i nuovi impianti GAS efficienti e flessibili contribuiscono alla diminuzione della produzione di CO<sub>2</sub>.

Infine, riguardo all'impatto potenziale sul sistema in termini di emissioni di CO<sub>2</sub>, si può stimare che un impianto CCGT di classe H efficiente e flessibile e di taglia equivalente a quanto proposto nel SIA, possa generare un ammontare di CO<sub>2</sub> fino a ~2,2 Mton/anno, assumendo una produzione annua di circa 6,7 TWh (a pieno carico e corrispondente ad un fattore di utilizzo dell'ordine del 90%).

- **In merito alla richiesta formulata nel punto b), si evidenzia quanto segue.**

A livello globale Enel ha definito una linea strategica per tutto il Gruppo con particolare focus sulla sostenibilità ambientale, come comunicato ufficialmente lo scorso 24.11.2021 nell'ambito della presentazione del Capital Market Day agli Stakeholders relativamente al Piano Strategico 2022-2024. Al 2030 il Gruppo prevede di triplicare la propria capacità da fonti rinnovabili raggiungendo circa 154 GW di capacità installata rispetto ai 49GW nel 2020. Ciò sarà possibile grazie alla mobilitazione di circa 70 miliardi di euro nel periodo 2021-2030.

Grazie all'impegno nella decarbonizzazione, alla fine del decennio il Gruppo ridurrà dell'80% le emissioni dirette di CO<sub>2</sub> rispetto al 2017; obiettivo certificato da SBTi (Science-Based Targets initiative) in linea con lo scenario 1,5°C (il più sfidante ad oggi esistente). La Strategia del Gruppo Enel ed il posizionamento previsto per il 2030 consentiranno di portare avanti l'impegno **“Zero Emissioni Nette”** di 10 anni, dal 2050 al 2040 sia per le emissioni dirette che indirette, senza ricorrere a qualsiasi misura di compensazione, come la tecnologia di rimozione del carbonio o le soluzioni basate sulla natura.

Il gruppo prevede di uscire dalla produzione di energia elettrica da carbone entro il 2027 e da gas entro il 2040, sostituendo la sua flotta termica con nuova capacità rinnovabile, nonché sfruttare l'ibridazione delle energie rinnovabili con soluzioni di accumulo. Inoltre, tutta l'elettricità venduta dal Gruppo entro il 2040 dovrebbe provenire da fonti rinnovabili ed entro lo stesso anno, il Gruppo uscirà dalla propria attività di vendita al dettaglio di gas.

10. *Considerate le criticità ambientali dell'area d'interesse, al fine di impedire ulteriori impatti il proponente dovrà integrare la documentazione presentata con un piano specifico per il monitoraggio delle polveri prodotte in particolare nella fase di cantiere. Detto piano dovrà prevedere l'utilizzo di sistemi automatici di conteggio ottico delle particelle in continuo ai confini dell'impianto e presso i recettori sensibili. Il piano dovrà inoltre prevedere che i dati possano essere tempestivamente valutati da un responsabile del monitoraggio ambientale, al fine di individuare anomalie nelle attività*

*e identificare prontamente azioni di mitigazione. Il posizionamento dei sistemi dovrà essere concordato con ARPA Emilia-Romagna a cui si dovranno consegnare relazioni periodiche dell'attività di monitoraggio.*

**Risposta:**

Enel sottolinea che nel Piano di Monitoraggio Ambientale inviato congiuntamente allo Studio di Impatto Ambientale (Allegato ALL.F\_PMA) sono state previste campagne di monitoraggio delle polveri prodotte durante la fase di cantiere utilizzando strumentazione a laser; a seguito della richiesta della CTVA è stato redatto il Piano di monitoraggio specifico delle polveri prodotte durante la fase di cantiere mediante invece l'utilizzo di sistemi automatici di conteggio ottico delle particelle in continuo ai confini dell'impianto e presso i recettori sensibili. Pertanto, tale proposta di piano integra il monitoraggio della qualità dell'aria riportato nel Piano di Monitoraggio Ambientale allegato allo Studio di Impatto Ambientale (Allegato ALL.F\_PMA) inviato con l'istanza e sostituisce quanto previsto per la componente atmosfera relativamente alla Tipologia: Monitoraggio in corso d'opera. I contenuti del piano saranno concordati con ARPA Emilia-Romagna. A tale proposito si sottolinea che è stata inviata la nota ENEL-PRO-09/03/2022-0003805 [LC\_Allegato\_punto\_10\_nota trasmissione piano monitoraggio polveri] con la richiesta di un incontro con ARPA Emilia-Romagna per concordare la suddetta proposta di piano. Per maggiori dettagli si rimanda all'allegato [LC\_Allegato\_punto\_10\_Piano di monitoraggio delle polveri\_C2003691].

*11. L'analisi predisposta dal Proponente per la componente rumore comprende la valutazione dello stato acustico dei luoghi nelle condizioni attuali esclusivamente attraverso misure presso i ricettori ritenuti più esposti. Ciò però non consente di valutare l'eventuale l'impatto incrementale derivante dalle opere in progetto su tutto il territorio. Risulta pertanto opportuno predisporre uno studio modellistico che, sulla base dei livelli sonori misurati, produca una planimetria in scala adeguata che riporti le mappe di rumore ante operam (periodo diurno/periodo notturno), in analogia a quanto elaborato per la situazione di corso d'opera e di esercizio.*

**Risposta:**

Si riporta, in allegato [LC\_punti\_11e12\_Rumore\_Ambientale\_C2001567] il documento di risposta alla richiesta.

*12. Nelle elaborazioni modellistiche ante operam, di corso d'opera e di esercizio, dovranno inoltre essere considerati gli impatti acustici di tutte le sorgenti presenti, comprese le*

*infrastrutture dei trasporti, al fine di poter valutare gli impatti cumulativi, come è richiesto dalla legge quadro sul rumore 26 ottobre 1995 in materia di determinazione del livello ambientale, alla base della valutazione del rispetto dei valori limite di immissione.*

**Risposta:**

Si riporta in allegato [LC\_punti\_11e12\_Rumore\_Ambientale\_C2001567] il documento di risposta alla richiesta.

13. *Si ritiene necessario, inoltre, che si completi ed aggiorni, in coordinamento con l'ARPA, il PMA per la parte inquinamento acustico, considerando eventuali ulteriori punti di monitoraggio da individuare presso i ricettori critici evidenziati nell'analisi dello scenario di base e che non dovessero essere stati considerati precedentemente. Il Piano di Monitoraggio acustico dovrà contenere quindi l'indicazione dei punti di misura, le durate delle stesse in conformità alla normativa ed ai periodi di riferimento diurno e notturno, le modalità e la frequenza di esecuzione dei rilievi, nonché, nel caso di potenziali criticità soprattutto in fase di esercizio, dovranno essere indicati gli eventuali interventi di mitigazione che dovessero rendersi necessari per ricondurre a norma i livelli sonori, privilegiando gli interventi sulla sorgente.*

**Risposta:**

Si rappresenta che è stato predisposto il PMA per la parte inquinamento acustico, a cui si rimanda per maggiori dettagli [LC\_Allegato\_punto\_13e14\_Piano monitoraggio ambientale del rumore e delle vibrazioni], che, come richiesto, include:

- la verifica dei recettori sensibili ubicati nei pressi dell'impianto e potenzialmente impattati dagli interventi in progetto;
- l'indicazione dei punti di monitoraggio previsti presso il confine dell'impianto ed i recettori sensibili individuati per la verifica del rispetto dei limiti di legge (limite di emissione, di immissione assoluta e differenziale) durante l'esecuzione dell'opera e in *post operam*;
- le campagne di misura proposte con le relative modalità di esecuzione con particolare riguardo alla fase realizzativa;
- le misure di prevenzione e le azioni mitigative previste in fase di cantiere e di esercizio per limitare l'impatto acustico del progetto.

Tale proposta di piano integra quanto già previsto e riportato nel Piano di Monitoraggio Ambientale allegato allo Studio di Impatto Ambientale (Allegato ALL.F\_PMA) inviato con l'istanza. I contenuti del piano saranno concordati con ARPA Emilia-Romagna e a tale riguardo si sottolinea che è stata inviata la nota ENEL-PRO-10/03/2022-0003865 [LC\_Allegato\_punto\_13e14\_nota trasmissione piano monitoraggio rumore e vibrazioni] con la richiesta di un incontro con ARPA Emilia-Romagna per concordare la suddetta proposta di piano.

14. Nello SIA non è stata valutata la componente vibrazioni in termini di livelli di accelerazione sui ricettori più esposti alle attività di cantiere e di esercizio della centrale. In relazione a ciò, il Proponente dovrà effettuare una valutazione dello stato vibrazionale, in relazione agli scenari attuale, di cantiere e di esercizio, con la finalità di individuare l'area di influenza per i livelli vibrazionali e censire i ricettori presenti nell'area di influenza, nonché valutare l'effettiva trascurabilità dei livelli vibrazionali, attraverso stime e/o misure ed il ricorso alla normativa tecnica di settore. Per la stessa componente dovrà essere aggiornato il PMA in collaborazione con l'ARPA.

**Risposta:**

Le recenti indagini geognostiche effettuate nel sito e il relativo modello geodetico sviluppato sulla base delle relative risultanze (si vedano al proposito le relazioni allegate al punto 5 del presente documento) hanno consentito di identificare le curve di abbattimento delle vibrazioni trasmesse nel terreno in funzione della distanza dalla relativa sorgente; tali curve sono state quindi validate mediante una campagna di misura vibrazionale in campo *ante-operam* realizzata in data 13/01/2022; si rimanda al report tecnico: "22DINRT0004-00 - C.le La Casella Gr.6 valutazione impatto vibrazioni trasmesse e rilievi effettuati sull'impianto esistente" allegato [LC\_Allegato\_punto\_14\_Valutazione impatto vibrazioni] per maggiori dettagli.

Dagli approfondimenti svolti è emerso che la componente vibrazionale risulta pressoché assente a distanze superiori a 100 metri dalla sorgente, pertanto non vi sono impatti ai ricettori sensibili, in quanto posti a distanze superiori a 100 m. Nel documento "C.le "Edoardo Amaldi" di La Casella (PC) - Proposta di Piano di monitoraggio del rumore e delle vibrazioni durante l'esecuzione dell'opera e l'esercizio" [LC\_Allegato\_punto\_13e14\_Piano monitoraggio ambientale del rumore e delle vibrazioni] sono riportate le curve, di abbattimento delle vibrazioni nel terreno, le campagne di misura delle vibrazioni proposte in fase di cantiere e subito a valle della messa in esercizio delle opere in progetto (*post operam*), le modalità di misura e le eventuali azioni di mitigazione degli impatti previste.

Si rimanda al documento su citato per maggiori dettagli e si fa presente che tale piano di monitoraggio preliminare è finalizzato ad una prima condivisione con ARPA, a cui è stato inviato con la nota ENEL-PRO-10/03/2022-0003865 [LC\_Allegato\_punto\_13e14\_nota trasmissione piano monitoraggio rumore e vibrazioni].

15. Per i campi elettromagnetici ed in relazione alle linee in cavo previste, alla Stazione Elettrica ed alle relative fasce di rispetto risulta necessario individuare la presenza di eventuali ricettori all'interno delle DPA ed in tal caso aggiornare il PMA con la previsione di misure di campo elettrico e magnetico presso di essi.



**Centrale "Edoardo Amaldi" di La Casella**  
**Documento di dettaglio**

**Risposta:**

In riferimento all'individuazione della presenza di ricettori all'interno delle DPA dalla linea in cavo interrato di collegamento della nuova unità a gas con la stazione elettrica Terna, Enel specifica che, come riportato nella Relazione sui Campi Elettromagnetici, documento PBITC00303, sottomesso nell'ambito dell'istanza del procedimento autorizzativo, non sono presenti ricettori sensibili all'interno delle DPA, in conseguenza delle scelte progettuali di posizionamento apparecchi e percorso dei cavi.

## 2. PARTE II

### 2.1. INTEGRAZIONI VOLONTARIE

#### 2.1.1. CONFINI DI CENTRALE

Si precisa che nella documentazione presentata per la procedura di VIA "Centrale Termoelettrica "Edoardo Amaldi" di La Casella Installazione di una Nuova Unità a gas" (ID5667) e, in particolare, nello Studio di Impatto Ambientale (protocollo CESI C0013426) nelle rappresentazioni grafiche del perimetro della Centrale è stata inclusa un'area esterna non di proprietà Enel, posta sul lato Ovest della Centrale, a ridosso del confine di proprietà. Pertanto, nei documenti predisposti in risposta alle richieste di integrazioni e di chiarimento formulate dalla Commissione Tecnica VIA (nota prot.n. CTVA5692 del 25/11/2021) è stato aggiornato e corretto il perimetro della Centrale, che coincide sul lato Ovest con i confini di proprietà Enel (figura riportata nel seguito).

Si specifica che la rettifica apportata alla delimitazione del perimetro della Centrale non comporta alcuna variazione alle valutazioni contenute nello Studio di Impatto Ambientale trasmesso e negli studi specialistici ad esso allegati.

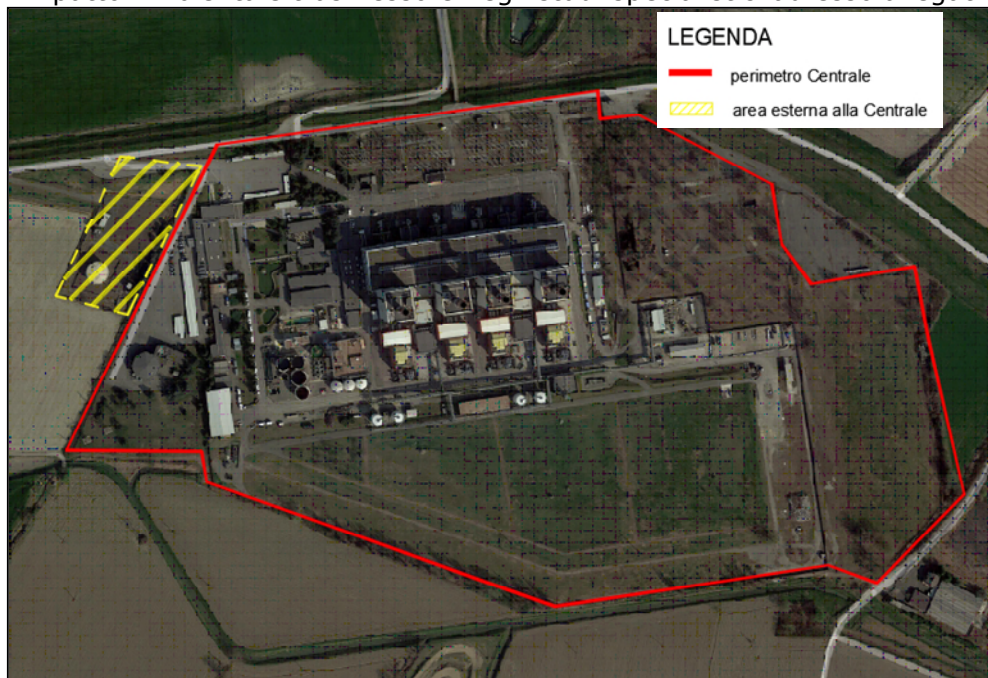


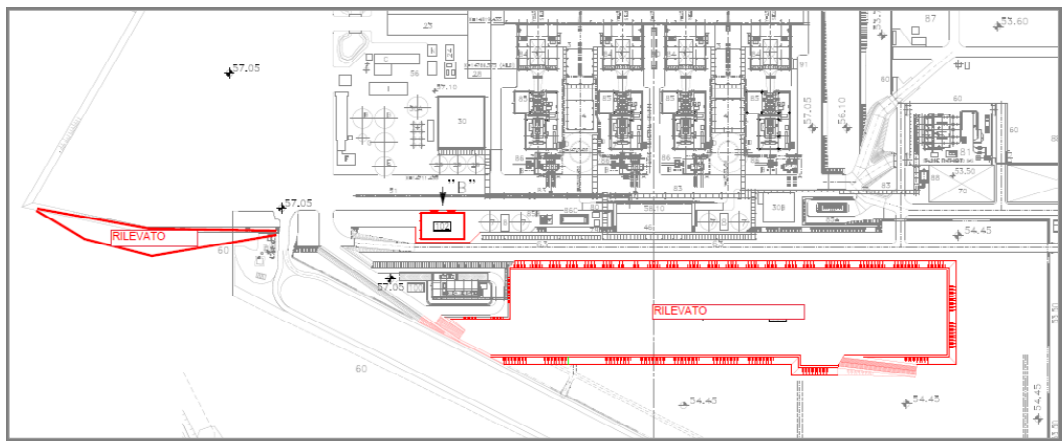
Figura 6 - Rettifica alla delimitazione del perimetro della Centrale



### **2.1.2. RILEVATO PER ISOLA DI POTENZA**

Come dettagliato nella relazione tecnica di progetto PBITC00040 allegata all’istanza di richiesta di autorizzazione, e specificato nei paragrafi sopra riportati nel presente documento, la quota d’impianto attuale è 57,15 m s.l.m., corrispondente alla pavimentazione della sala macchine esistente. L’area degli ex serbatoi olio combustibile a sud di impianto è invece attualmente depressa rispetto all’impianto esistente, avendo un piano campagna a circa 54,45 m s.l.m. Tale area è attualmente libera da installazioni e prossima all’isola produttiva dell’impianto esistente e per questo strategica per le future iniziative di Enel nel sito, e più in particolare per la nuova unità a gas. Per tali motivazioni, e come già identificato nella documentazione presentata, l’area mostrata qui sotto verrà rialzata, utilizzando terreno importato e avente le caratteristiche idonee<sup>1</sup> secondo la normativa vigente, e portata ad una quota mediamente di 56 m s.l.m. realizzando un rilevato. La quota finale prescelta è quella di imposta delle future costruzioni da realizzare sulla stessa.

Il volume del rilevato sarà pari a circa 39.000 m<sup>3</sup> e le terre da impiegare allo scopo, come già detto, verranno importate dando priorità a cave limitrofe alla centrale, nell’ottica di ridurre l’impatto legato al ciclo di movimentazione e massimizzare il coinvolgimento dell’economia locale.



*Figura 7. Stralcio planimetria sistemazione area ex serbatoi olio combustibile*

Inoltre, a seconda del fornitore prescelto per l’isola di potenza (l’aggiudicazione dei macchinari avverrà solo a valle dell’ottenimento di tutte le autorizzazioni), potrebbe essere necessario, a scopo di facilitare le operazioni di montaggio e di eventuale futura manutenzione, effettuare un piccolo rilevato anche nell’area di sinistra della Figura qui sopra riportata (area indicata in colore rosso all’estrema sinistra). Si tratta sempre di terreni di proprietà Enel, di fronte all’area di installazione dell’isola di potenza, in cui si potrà inserire fino a un

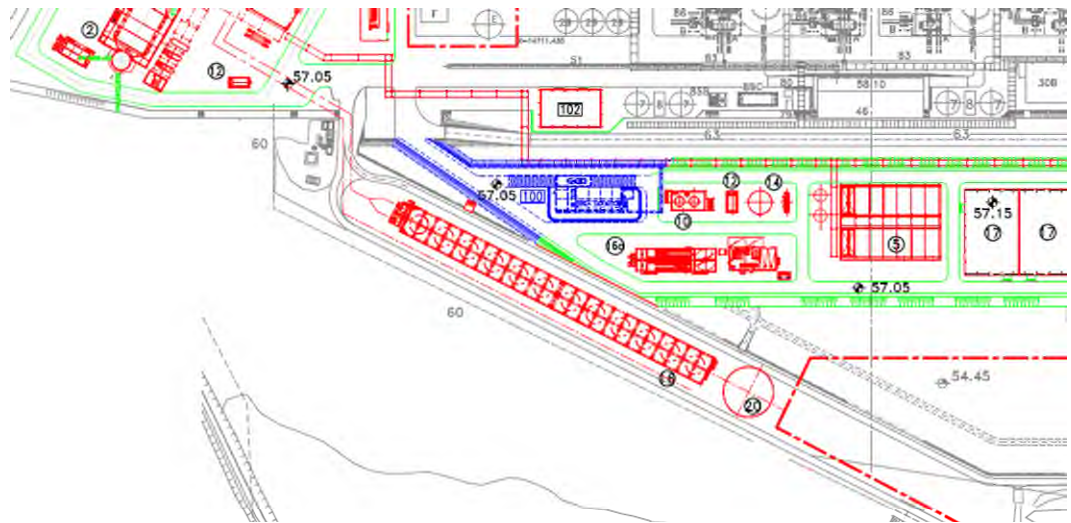
<sup>1</sup> La terra importata sarà certificata per il rispetto dei limiti delle CSC della colonna B tabella 1 allegato 5 alla parte IV del D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii.

massimo di ulteriori 8.000 m<sup>3</sup> di terreno, con uno sviluppo del rilevato in senso orizzontale di meno di 10 metri. Questi 8.000 m<sup>3</sup> aggiuntivi di rilevato si cercherà di realizzarli per quanto possibile con terreno riutilizzato, cercando di posticiparne la realizzazione il più possibile a valle dell’esecuzione degli scavi principali previsti nel sito; si ipotizza per questo motivo di importare solo 3.000 m<sup>3</sup> di terreno aggiuntivo dall’esterno.

Si precisa pertanto che tenendo conto di quanto su riportato i quantitativi di terre provenienti dagli scavi di cui è previsto il recupero in sito si incrementano dai 35.000 m<sup>3</sup> originariamente inclusi in istanza, fino a circa 40.000 m<sup>3</sup>, mentre per la realizzazione dei rilevati le terre da importare dall’esterno passano a 42.000 m<sup>3</sup> circa, come già indicato e tenuto conto nei punti precedenti del presente documento e nei relativi allegati con particolare riferimento alla revisione del Piano preliminare di utilizzo terre e rocce da scavo (rif. LC\_Allegato\_punto\_3\_Piano Preliminare Utilizzo Terre e Rocce\_C2001462).

### **2.1.3. SISTEMA ACQUA INDUSTRIALE**

Al fine di gestire in modo flessibile il funzionamento delle torri di raffreddamento e di tutto l’impianto nell’utilizzo delle acque industriali, verrà installato un serbatoio in prossimità delle torri stesse, di capacità circa 5.000 m<sup>3</sup>, come indicato nella figura sottostante e identificato con il n. 20.

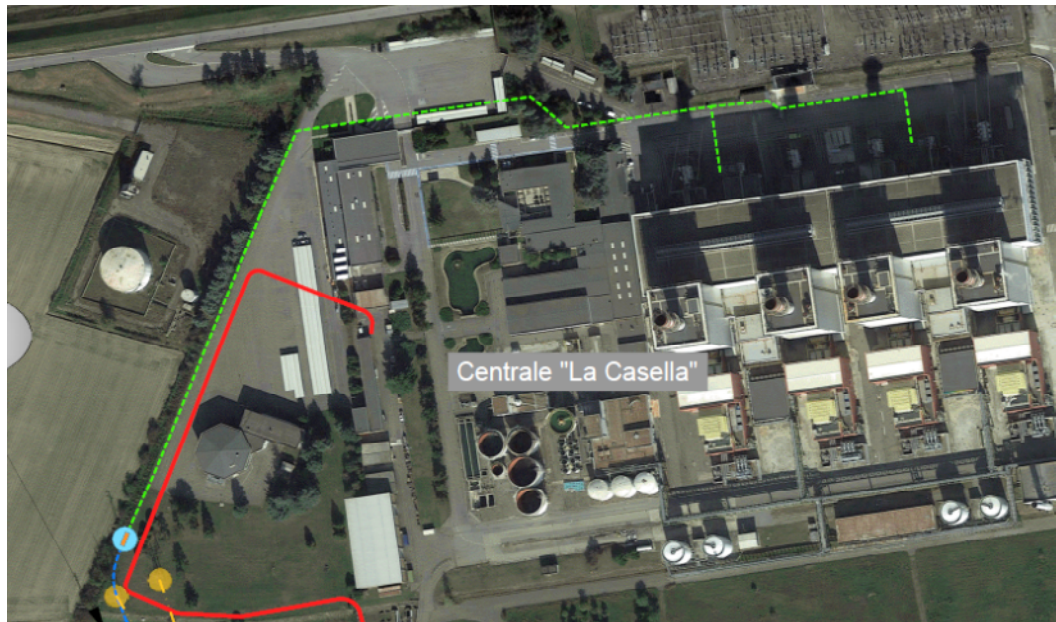


*Figura 8. Serbatoi per Torri di raffreddamento [n.20]*

### **2.1.4. CHIARIMENTI SU SPOSTAMENTO TRALICCI 132 kV**

A maggior chiarimento delle attività previste sulla rete 132 kV, descritte nel par. 6 della relazione progettuale PBITC00040 già presentata in allegato all’istanza di richiesta autorizzazione, si aggiunge quanto segue.

L'attività di spostamento dei tralicci potrà comportare, oltre alla stesura di un breve tratto di cavo per raggiungere la posizione precedente dei tralicci anche la sostituzione dei cavi esistenti da 132 kV, che viaggiano interrati verso i TAG delle unità esistenti. Questi cavi saranno salvaguardati, messi in sicurezza e fuori servizio, e saranno sostituiti da N°2 nuovi cavi interrati, il cui percorso è mostrato in modo indicativo nella figura di seguito ed è posto in prossimità del percorso degli esistenti (in colore verde).



*Figura 9. Percorso cavi 132 kV (in verde)*

### **2.1.5. TRASFORMATORI DI POTENZA PER LA NUOVA UNITA' A GAS**

Allo scopo di ridurre le difficoltà di trasporto dei componenti più pesanti in sito, Enel ha deciso per la soluzione con N°2 trasformatori in parallelo entrambi di taglia pari a circa 350 MVA (in luogo di uno singolo da 650 MVA come originariamente previsto nella relazione tecnica del progetto). Il layout di impianto è stato revisionato per questa modifica e per tenere conto degli altri aggiornamenti riportati nei punti precedenti della presente sezione di integrazioni volontarie (LC\_Allegato\_int.vol.\_PBITC00941.05); con piccole variazioni non significative a volumetrie e logistica/viabilità interna. Si allega, inoltre, anche l'unifilare di impianto aggiornato, documento PBITC30190.02 (LC\_Allegato\_int.vol.\_PBITC3019002), in cui è riportata la modifica in oggetto.