



Centrale di "Eugenio Montale" di La Spezia

**Sostituzione dell'unità a carbone esistente con nuova unità
a gas presso la centrale termoelettrica di La Spezia
"Eugenio Montale"**

Integrazioni e chiarimenti



Centrale di "Eugenio Montale" di La Spezia
Documento di dettaglio

Indice

1.	PARTE I	3
1.1.	RICHIESTA INTEGRAZIONI RICEVUTE DA PARTE DELLA CTVIA - Nota MiTE prot.n.28556 del 18.03.2021, allegato nota CTVIA n.1202 del 09.03.2021Integrazioni richieste CTVIA.....	3
2.	PARTE II	35
2.1.	INTEGRAZIONI VOLONTARIE	35
2.1.1.	MODIFICHE ALLA CONNESSIONE ALLE RETE DI TRASPORTO NAZIONALE	35
2.1.2.	CALDAIA AUSILIARIA per salvaguardia SP3	35
2.1.3.	PRODUZIONE ACQUA CALDA PER RISCALDAMENTO GAS METANO	36
2.1.4.	EFFLUENTI IDRICI.....	37
2.1.5.	SCARICHI ACQUE IN FASE DI CANTIERE.....	37
2.1.6.	GRUPPO ELETTROGENO	38
3.	PARTE Iii	38
3.1.	INTEGRAZIONI IN RISPOSTA AL PARERE FORMULATO DELL'ISTITUTO SPERIORE DI SANITA' (ISS) - Nota prot.n.24331 del 14.07.2020	38

1. PARTE I

1.1. RICHIESTA INTEGRAZIONI RICEVUTE DA PARTE DELLA CTVIA - Nota MiTE prot.n.28556 del 18.03.2021, allegato nota CTVIA n.1202 del 09.03.2021Integrazioni richieste CTVIA

1. *Analisi delle alternative: si ritiene necessario descrivere almeno quelle 'alternative ragionevoli' che compendino l'opportunità di conservare la produttività del sito, incrementandone l'efficienza, e la compatibilità ambientale dell'opera in un'area già pesantemente lesa dall'attività in esercizio. In particolare devono essere esaminate quelle alternative che prevedano una produzione anche parziale basata sulle fonti rinnovabili o una più contenuta taglia dell'impianto GT al fine di:*
- a) contenere le emissioni di NH3 in fase 2 per trapiandare almeno l'invarianza dei contributi massici di tutte le emissioni rispetto alla configurazione autorizzata. Si evidenzia inoltre che il contributo ulteriore di questo inquinante determina un incremento di particolato fine secondario che, seppur modesto, risulta incompatibile con le criticità ambientali dell'area di interesse e comunque non compensato dalla riduzione complessiva di PTS che incide principalmente sulla componente primaria;*
 - b) rendere la proposta più coerente con gli obiettivi di transizione energetica e con le più probabili richieste del mercato, considerata anche la produzione di energia della centrale negli ultimi anni;*
 - c) ridurre l'impatto assoluto su tutti i comparti ambientali in considerazione della reale attività del sito che, negli ultimi anni, risulta molto ridimensionata rispetto alla produzione autorizzata. Ciò renderebbe più realistico il confronto tra gli scenari proposti nel SIA che al momento si palesa teorico;*
 - d) ridimensionare l'incremento netto degli impatti che deriva dal confronto con lo scenario 2025 in cui le comunità territoriali si sono già proiettate in termini di benefici ambientali rivenienti dalla chiusura della centrale.*

Risposta:

La realizzazione della nuova unità a gas è in linea con gli indirizzi della Strategia Energetica Nazionale (SEN 2017) e del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC 2019), in termini di garanzia per l'adeguatezza e la flessibilità del sistema elettrico, in coerenza con gli obiettivi nazionali di decarbonizzazione verso una transizione energetica sostenibile.

Come riportato nel 'Rapporto di Adeguatezza' pubblicato da Terna:

"Convenzionalmente l'adeguatezza del sistema elettrico è definita come la sua capacità di coprire la domanda in tutte le possibili configurazioni con un sufficiente margine.

Storicamente tale definizione riteneva un sistema adeguato quando lo era la sua capacità di generazione tenuto conto dei vincoli determinati dalla disponibilità di trasmissione (intesa come la possibilità di trasferire i flussi di potenza dalle aree di generazione a quelle di carico).

Per "misurare" l'adeguatezza del sistema elettrico è necessario analizzare tutte le possibili configurazioni in cui il sistema fisico può trovarsi a funzionare, associando a ciascuna di esse una determinata probabilità di accadimento.

Tali configurazioni dipendono da:

- *la variabilità della domanda;*
- *la disponibilità della capacità di generazione sia di tipo tradizionale sia di tipo rinnovabile;*
- *la disponibilità e la gestione della fonte idrica;*
- *i limiti della rete di trasmissione;*
- *il contributo atteso dall'estero.*

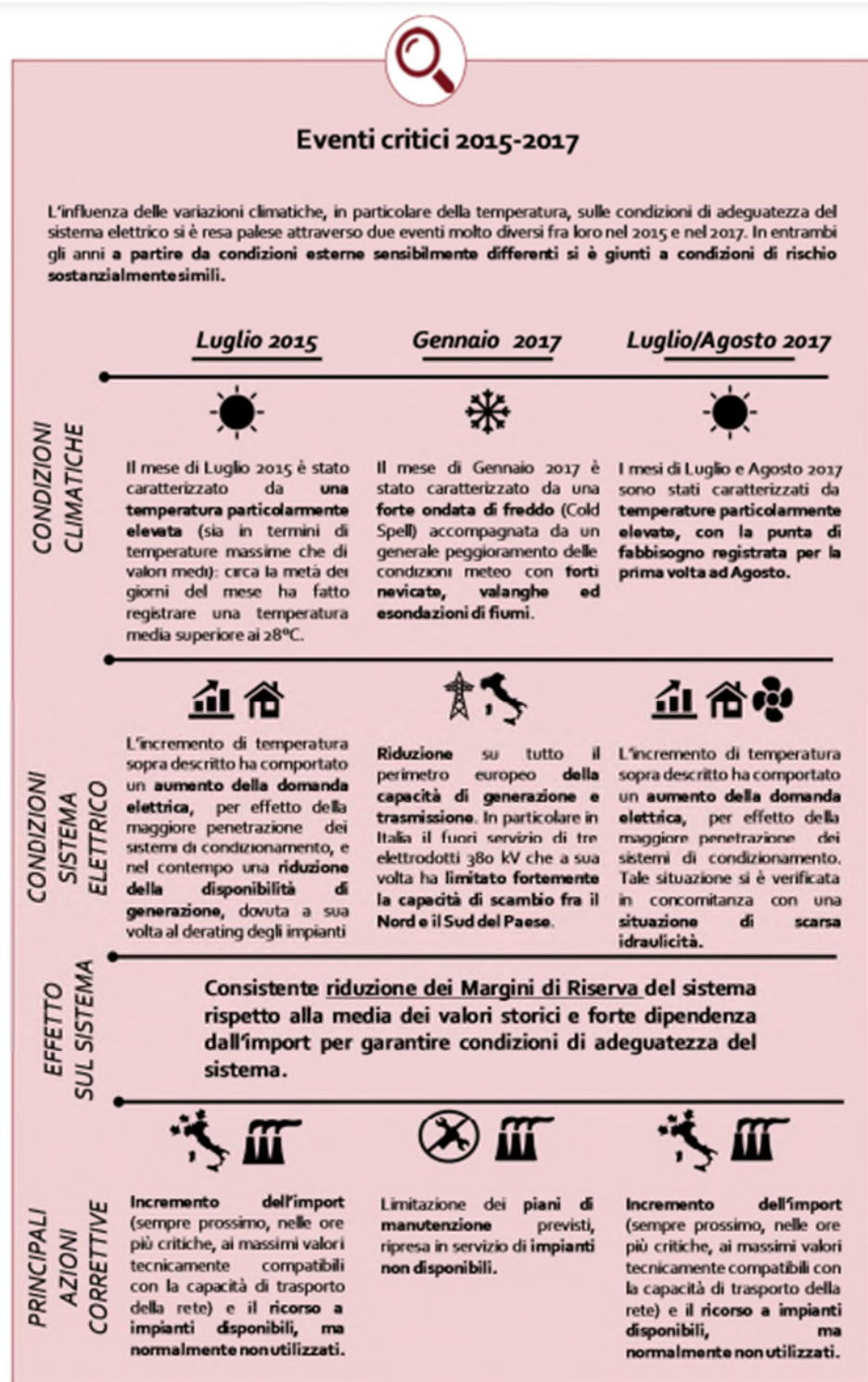
A ognuno di questi elementi è associabile un determinato livello di variabilità, che è tanto maggiore quanto più ci si muove verso orizzonti temporali di più lungo termine.

*Contestualmente all'evoluzione dello scenario energetico anche la misura dell'adeguatezza si è evoluta, considerando, sempre di più, nell'analisi il contributo di nuove risorse di flessibilità quali gli accumuli (pompaggi idrici e/o accumuli elettrochimici, sia utility scale che distribuiti) e lo sviluppo di sistemi e logiche di Demand Side Response (DSR). A fronte di tale evoluzione i TSO hanno adottato una definizione più completa di adeguatezza: un sistema elettrico può ritenersi adeguato **se dotato di risorse di produzione, stoccaggio, controllo della domanda attesa e capacità di trasporto sufficienti a soddisfare la domanda, con un margine di adeguatezza in ogni dato periodo.***

Il sistema elettrico italiano ha registrato negli ultimi dieci anni una significativa riduzione della capacità di generazione termica installata e un significativo sviluppo della generazione da fonti energetiche rinnovabili variabili. In particolare, negli ultimi 6 anni, sono stati dismessi circa 15 GW di capacità termica tradizionale. Parallelamente è aumentata la variabilità della domanda di energia elettrica: ciò ha portato, ad un aumento significativo della domanda di picco estiva e ad una frequenza sempre maggiore di picchi estivi, mettendo a dura prova l'adeguatezza del sistema elettrico già limitato da capacità di generazione come descritto in precedenza. In altre parole, negli ultimi anni è aumentato il rischio di:

- non disporre di risorse sufficienti per coprire i picchi di carico e garantire l'adeguatezza del sistema e la qualità del servizio
- dover fare ricorso a riduzioni dei carichi (*'load shedding'*) per evitare fenomeni di *black out*.

In particolare, situazioni critiche si sono registrate in Italia nel luglio 2015 per temperature estremamente elevate, nel gennaio 2017 a causa di un'ondata di freddo e contestuale indisponibilità delle centrali nucleari francesi e nell'agosto 2017 per alti picchi di consumo uniti allo scarso contributo della risorsa idroelettrica.



Il trend crescente di eventi critici sarà ulteriormente aggravato nei prossimi anni a seguito della normativa nazionale e comunitaria, finalizzata al raggiungimento di una profonda decarbonizzazione del sistema energetico per

far fronte ai gravi rischi del cambiamento climatico. Nel Piano Nazionale per l'Energia e il Clima (PNIEC), l'Italia si è impegnata ad abbandonare la produzione di carbone entro il 2025 e a raggiungere ambiziosi obiettivi di crescita delle fonti energetiche rinnovabili. Enel è fortemente convinta della necessità di perseguire questi due importanti obiettivi.

La chiusura degli impianti termici tradizionali e la sensibilità della domanda di energia elettrica alle alte temperature hanno portato a condizioni di funzionamento del sistema elettrico particolarmente critiche rispetto alle sue condizioni di adeguatezza caratterizzate da una significativa riduzione del margine di adeguatezza. Analisi di congruità per i prossimi periodi estivi confermano la tendenza al ribasso e che in condizioni estreme (elevate temperature) il contributo dell'import è necessario per ripristinare i margini di adeguatezza a livello nazionale ed in particolare per le zone Nord e Centro Nord. Pertanto, in caso di contestuale scarsità con Paesi confinanti, **è maggiore il rischio di non disporre di risorse sufficienti per coprire i picchi di carico e per garantire l'adeguatezza del sistema e la qualità del servizio. Senza azioni correttive questa tendenza proseguirà portando il sistema elettrico in condizioni di esercizio sempre più critiche ed esponendo il sistema a rischi di black out.**

Sempre nel 'Rapporto di Adeguatezza' Terna ha valutato su orizzonti temporali di medio-lungo termine (2025-2030) le risorse di generazione termica convenzionale necessarie a garantire l'adeguatezza del sistema elettrico in diversi scenari. I risultati di tali valutazioni dimostrano che **'il decommissioning totale del carbone dovrà essere accompagnato da una almeno parziale riconversione a gas degli impianti attuali (con particolare attenzione alla zona Nord)'**.

Peraltro, anche il PNIEC evidenzia che il gas continuerà a svolgere nel breve e medio periodo una funzione essenziale, in sinergia con le fonti rinnovabili, e che occorre continuare a prestare una particolare attenzione alla diversificazione delle fonti di approvvigionamento.

Per quel che riguarda la decarbonizzazione e quindi il raggiungimento del target di riduzione dei gas serra, nel PNIEC si specifica che: *"(...) l'Italia ritiene di accelerare la transizione dai combustibili tradizionali alle fonti rinnovabili, promuovendo il graduale abbandono del carbone per la generazione elettrica a favore di un mix elettrico basato su una quota crescente di rinnovabili e, per la parte residua, sul gas. (...) per il verificarsi di tale transizione sarà necessario realizzare con la dovuta programmazione gli impianti sostitutivi e le necessarie infrastrutture (...) L'Italia attuerà tutte le politiche e misure necessarie al raggiungimento degli obiettivi di riduzione di gas a effetto serra concordate a livello internazionale ed europeo. Per i settori coperti dal sistema di scambio quote EU ETS - innanzitutto il termoelettrico e l'industria energivora - oltre a un livello dei prezzi della CO2 più elevato rispetto a quello degli ultimi anni, contribuiranno il phase out dal carbone, programmato entro il 2025, e una significativa accelerazione delle rinnovabili e dell'efficienza energetica nei processi di lavorazione. (...)"*.

Nel PNIEC viene rappresentato anche come (cfr. pag 7 PNIEC) “(...) ***il phase out dal carbone potrà essere implementato attraverso, tra l’altro, la realizzazione di unità termoelettriche addizionali alimentate a gas, necessaria anche in considerazione dell’incremento delle quote di rinnovabili nella generazione elettrica per il mantenimento dell’adeguatezza del sistema (...)***”

Enel ha focalizzato ormai da anni lo sviluppo nel campo di tutte le energie rinnovabili, nell’ottica di un processo di decarbonizzazione che sia il più rapido possibile. La realizzazione mirata di capacità a gas a ciclo aperto e combinato ad altissima efficienza, con i criteri di efficienza e compatibilità ambientale, proposti nel pieno rispetto delle *Best Available Techniques* (BAT) di settore, si inserisce pienamente nell’impostazione tracciata dal PNIEC, con la funzione di rendere possibile il processo di phase-out dalla generazione a carbone e per complementare lo sviluppo delle fonti rinnovabili, garantendo la necessaria adeguatezza al sistema elettrico e per sopperire alle caratteristiche di discontinuità di produzione rinnovabile.

La non realizzazione del progetto della nuova unità a gas a La Spezia si tradurrebbe in una mancata opportunità di concretizzare la chiusura degli impianti a carbone e di realizzare il programma previsto per la transizione energetica che secondo le riportate previsioni del PNIEC è subordinata anche alla programmazione e realizzazione nell’immediato futuro degli impianti termoelettrici a gas necessari per il sistema e delle relative infrastrutture.

In merito alla richiesta di analisi di alternative che considerino una riduzione della taglia della turbina a gas e l’integrazione di rinnovabili sul sito, si rappresenta quanto segue.

Enel ha proposto la tecnologia alimentata a gas naturale con turbina di ultima generazione, classe H, corrispondente a quella di massima efficienza sia in ciclo aperto che combinato, consentendo il raggiungimento dei livelli di efficienza previsti dalle *Best Available Techniques* (“BAT”), in vigore per tali tipologie di impianto.

Tale tecnologia (Classe H) per taglie più piccole non è disponibile, pertanto, alternative basate su taglie d’impianto GT più contenute comporterebbero il ricorso a tecnologie più obsolete con efficienze inferiori ed emissioni specifiche più elevate.

A titolo indicativo ed esemplificativo, si riportano di seguito i dati di *performance* ed emissivi del parco italiano, pubblicati nel report ISPRA 317/2020 “Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra nel settore elettrico nazionale e nei principali Paesi Europei”¹ ed il confronto con

¹ (https://www.isprambiente.gov.it/files2020/pubblicazioni/rapporti/Rapporto317_2020.pdf)

configurazioni basate su diverse taglie di TG disponibili sul mercato (fonte Gas Turbine World 2020)².

Parametro	Media parco Termoelettrico Italia (fonte ISPRA)	Impianto Classe E nuova (200 MW OCGT 300 MW CCGT) ⁽²⁾	Impianto Classe F nuova (300 MW OCGT 500 MW CCGT) ⁽²⁾	Impianto Classe H proposta ENEL per la nuova unità a gas
Efficienza Turbine a Gas	~32%	~36.5%	~39.5%	41%
Efficienza Ciclo Combinato	~53%	~53.6%	~59.2%	61%
Fattori di emissione CO ₂ OCGT (g/kWh)	~645	~550	~510	491
Fattori di emissione CO ₂ CCGT (g/kWh)	~385	~375	~340	330

Dai dati riportati si evince che le efficienze e fattori di emissioni di CO₂ delle TG proposte per il progetto di La Spezia risultano abbondantemente migliorativi rispetto ai TG del parco termoelettrico italiano e rispetto ad altre taglie di potenze inferiori disponibili sul mercato (confronto tabella sopra riportata).

Inoltre con riferimento alla richiesta di esaminare una produzione basata sulle fonti rinnovabili si precisa che Enel, coerentemente con gli obiettivi di transizione energetica, ha sviluppato per il sito di La Spezia un insieme di soluzioni che integrano lo sviluppo delle fonti rinnovabili e BESS (Battery Energy Storage System), nell’ambito di un progetto di riqualificazione generale del sito che viene descritto nella risposta al punto 4 cui si rimanda per maggior dettaglio. In particolare, sono previsti circa 7,3 MW di capacità fotovoltaica, per una estensione pari a circa 12 ha e 60 MW di capacità BESS (Battery Energy Storage System) per una estensione di circa 2,3 ha, che verranno autorizzati con iter distinti dal procedimento del gas.

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

I valori riportati all’interno del documento Allegato A allegato allo Studio di Impatto Ambientale trasmesso con l’istanza per la nuova unità sono considerati valori massimi, calcolati con un approccio cautelativo che considera lo scenario di funzionamento al massimo carico. Su un orizzonte di esercizio annuale si conferma che i valori saranno sempre inferiori a quanto dichiarato. Pertanto il proponente potrà garantire un contributo

² Rif. Gas Turbine World Handbook 2020, valori netti di impianto ottenuti decurtando 1.5% al rendimento del Power Train indicato nella rivista. Anche effettuando il confronto delle prestazioni lorde delle nuove classi E, F e H disponibili sul mercato indicate nella stessa rivista, è evidente il netto miglioramento della classe H rispetto alle taglie più piccole.

non superiore all’attuale emissione massica alla capacità produttiva dell’impianto esistente, pari a circa 94,5 t/anno.

In ciclo aperto, sarà inoltre nullo il contributo per la componente di ammoniaca, in quanto non è utilizzato il catalizzatore SCR, poiché associato al generatore di vapore a recupero presente solo nella configurazione in ciclo combinato.

Il progetto consentirà di ridurre anche il contributo complessivo del particolato atmosferico. In particolare:

- il particolato primario sarà annullato, sia in fase a ciclo aperto, sia in fase a ciclo combinato;
- per quanto attiene al particolato secondario si avrà, sia in fase a ciclo aperto sia in fase a ciclo combinato, l’azzeramento della componente costituita da solfati (grazie all’annullamento delle emissioni di ossidi di zolfo) e una considerevole riduzione della componente nitrati (conseguente alla riduzione delle emissioni di ossidi di azoto), importanti effetti che vanno ad abbattere in maniera significativa la formazione del particolato in atmosfera;
- in assetto ciclo aperto sarà nullo il contributo per la componente ammonio (in assenza di emissione di ammoniaca);
- in assetto ciclo combinato potrà essere garantita una emissione di ammonio su base annuale non superiore a quella corrispondente alla capacità produttiva dell’impianto esistente (l’invarianza dell’emissione massica di ammoniaca).

Di seguito una visione di sintesi dei contributi al particolato atmosferico rispetto alla configurazione attualmente autorizzata:

Componente del Particolato atmosferico	Assetto Proposto Ciclo Aperto	Assetto Proposto Ciclo combinato
Particolato Primario	Azzeramento	Azzeramento
Particolato Secondario – Solfati	Azzeramento	Azzeramento
Particolato Secondario – Nitrati	Riduzione di circa 70% ¹	Riduzione di circa 90% ¹
Particolato Secondario – Ammonio	Azzeramento	Invarianza ¹

¹ rispetto al contributo attualmente autorizzato

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

La proposta progettuale è coerente con gli obiettivi di transizione energetica in quanto funzionale ad accompagnare il processo di crescita delle rinnovabili ed il phase-out della generazione a carbone, come argomentato nei paragrafi precedenti.

La nuova capacità a gas è necessaria per consentire la dismissione della capacità a carbone e la crescita delle rinnovabili garantendo al sistema la necessaria capacità per coprire in sicurezza il picco di domanda e la variabilità delle rinnovabili evitando così rischi di “shortage” che potrebbero portare a incapacità di soddisfare la domanda richiesta ed a potenziali black-out del sistema.

Con riferimento ai possibili scenari di mix energetico nazionale, di seguito si riporta l’evoluzione possibile del *mix* energetico al 2030 in funzione di due differenti livelli di penetrazione FER e nell’ipotesi della completa chiusura del carbone al 2025. Per pronto riscontro la tabella riporta il confronto tra produzione da FER e GAS senza esplicitare lo sviluppo delle altre tecnologie previste dal PNIEC (import, BESS, ect).

	Scenario A - PNIEC FER 55% -	Scenario B - New Green Deal FER >68%-
Domanda	337	337
Produzione da FER (TWh)@2030	191	248
Produzione da GAS (TWh)@2030	132	100

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

Da questi scenari si evince che la generazione di energia da gas continuerà ad essere necessaria risultando, al 2030, pari a circa il 30% della domanda di energia del sistema italiano nello scenario più ottimistico di penetrazione FER. L’unità di La Spezia in questo quadro svolgerà un ruolo chiave per consentire il *phase-out* della generazione a carbone e ai fini dell’adeguatezza e dell’equilibrio del sistema elettrico e, grazie alle elevate performance d’impianto, sostituirà parte della produzione degli impianti meno efficienti e performanti.

Si precisa inoltre che, nella fase ciclo combinato, l’impianto potrà essere esercito anche in ciclo aperto, in relazione a esigenze specifiche del gruppo e/o della rete o durante attività di manutenzione della turbina a vapore. Ciò aumenterà la flessibilità dell’unità, limitando il fuori servizio e venendo incontro a particolari esigenze della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

La mancata realizzazione della nuova Unità a Gas di La Spezia comporterebbe:

- **Il rischio di non disporre di un sufficiente livello di adeguatezza**, inteso come rapporto tra capacità di generazione programmabile e domanda di picco del sistema, come evidenziato dal Piano Nazionale Integrato dell’Energia ed il Clima, e di non poter così consentire il *phase-out* della generazione a carbone e lo sviluppo delle rinnovabili secondo i target previsti;
- La necessità per il sistema elettrico di **dover sopperire alla quota di domanda** che non è possibile soddisfare con fonti rinnovabili **attraverso le unità termoelettriche esistenti del parco italiano, con efficienza**

media inferiore e peggiori performance ambientali rispetto a quelle della nuova unità a gas di La Spezia.

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

Per ciò che concerne gli impatti attesi dalla realizzazione ed esercizio della nuova unità con la reale attività del sito, come noto lo Studio d'Impatto Ambientale è stato redatto considerando la capacità in esercizio a pieno carico nominale continuo e pertanto consente di valutare la compatibilità di tali impatti, per le differenti componenti, nello scenario più gravoso dal punto di vista ambientale, assumendo un criterio di valutazione cautelativo.

Per tutte le condizioni di funzionamento gli impatti attesi dalla nuova unità a gas saranno minori rispetto all'equivalente funzionamento dell'impianto attuale a carbone.

Inoltre, a fini valutativi, si segnala come in scenari diversi di funzionamento dell'impianto a gas rispetto a quello a massimo carico rappresentato, gli impatti assoluti attesi saranno certamente minori rispetto a quelli modellati e pertanto più sostenibili.

Nella documentazione fornita è possibile verificare che il progetto proposto è di per sé compatibile con l'ambiente:

- in termini assoluti, rispetto ai valori limite previsti dalla normativa
- in termini relativi, rispetto allo stato attuale dei comparti ambientali che, essendo caratterizzati sulla base di dati rilevati in ambiente, includono peraltro il seppur minimo contributo dell'impianto attuale secondo la sua reale attività, oltre che i contributi cumulati di tutte le restanti sorgenti presenti sul territorio e degli apporti di aree esterne.

In accordo ai bilanci massici degli assetti attuale e futuro, riportati nel SIA, le componenti emissive risultano in forte riduzione ed in particolare si evidenzia l'annullamento delle emissioni di SO₂ e PTS.

Al fine di consentire il significativo abbattimento delle emissioni di NO_x nella configurazione in ciclo combinato, si installerà un catalizzatore SCR che permette di ottenere livelli di performance ambientali elevatissime. Questi catalizzatori presentano livelli di efficienza molto elevati, ma comportano un limitato rilascio di NH₃ con ordini di grandezza limitatissimi che, come già rilevato alla precedente risposta 1.a), non supereranno l'attuale emissione massica alla capacità produttiva dell'impianto esistente, pari a circa 94,5 t/anno.

A parità di ore di funzionamento dell'impianto a carbone, l'impatto ambientale in termini di emissioni dei principali inquinanti del nuovo impianto di produzione a gas risulterebbe migliorativo ed in linea con le *Best Available Techniques* (BAT).

In condizione di massimo carico, come già indicato nel SIA, le emissioni dell'impianto di La Spezia rientreranno nel *range* dei limiti ammessi dalle BAT e con valori stimati delle concentrazioni dei macroinquinanti normati, nel punto di massima ricaduta, al di sotto dei limiti di legge.

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

Secondo quanto riportato dal PNIEC, per consentire la dismissione degli impianti a carbone esistenti, il sistema elettrico nazionale avrà bisogno di un mix di nuove risorse per garantire la capacità sufficiente per consentire la gestione in sicurezza del sistema elettrico. Pertanto solo attraverso la realizzazione del nuovo impianto a gas, sarà possibile contemplare scenari rapidi di chiusura del carbone.

Per quanto attiene il confronto con lo scenario 2025 e con la prevista chiusura dell'attuale impianto, si può considerare che il massimo beneficio atteso sulla qualità dell'aria sia parimenti credibile al venir meno dei contributi stimati nell'Allegato A al SIA nello scenario definito "attuale". Tali stime sono da considerarsi appunto un massimo teorico poiché nel corrente scenario l'esercizio dell'impianto è significativamente ridotto come lo sono anche le emissioni e gli effetti associati. L'entità delle stime prodotte, pur con questa significativa cautela, indicano che lo stato della qualità dell'aria non varierà significativamente rispetto a quello esistente a seguito dello spegnimento della Centrale a carbone (al netto di evoluzioni del contesto emissivo per settori non dipendenti da Enel). La realizzazione del progetto pertanto comporterà i massimi contributi riportati nell'Allegato A per lo scenario in ciclo aperto ed in ciclo combinato (riferiti ad un esercizio a carico nominale ininterrotto) che evidenziano come l'impianto proposto non apporterà contributi per SO₂ e polveri primarie e apporterà contributi per le sostanze emesse ampiamente inferiori ai valori limite per la qualità dell'aria e tali da non alterare lo stato della qualità dell'aria presente nel territorio, anche in assenza del contributo della Centrale a carbone.

Parimenti, il clima acustico dello scenario 2025 non sarà perturbato in modo significativo dal contributo della nuova unità, il quale risulterà in ogni punto minore del valore più restrittivo dei limiti di emissione, secondo la rispettiva classe acustica di appartenenza, anche considerando che, dato il contesto emissivo nel quale si inserisce la Centrale di La Spezia, i valori di fondo del clima acustico con la Centrale dismessa subiranno miglioramenti rispetto alla situazione attuale, con la Centrale in funzione.

Relativamente agli altri fattori e componenti ambientali, il confronto con lo scenario 2025 a Centrale spenta conferma la compatibilità del progetto con le diverse componenti ambientali, con effetti ambientali trascurabili che non determineranno modifiche allo stato di qualità del sistema ambientale coinvolto.

2. *Con riferimento al combustibile utilizzato si dovrà redigere un programma previsionale fino al 2030 delle emissioni di CO₂ 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 traguardare 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:

a) Con riferimento a due possibili scenari di mix energetico nazionale, in funzione di differenti livelli di penetrazione FER (al 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 i profili di produzione da fonti di energia rinnovabile, GAS e carbone.

Scenario PNIEC - 55%	2020 (*)	2025	2030	Δ2020-2030
Domanda (TWh)	303	327	337	+ 34
Quota FER	38%	43%	55%	
Produzione da FER (TWh)	118	144	191	+73
Produzione da GAS (TWh)	141	144	132	- 9
Produzione da Carbone (TWh)	12	1	0	-12
Produzione di CO2 totale (MtonCO2)	72	67	62	-10

Nota: i valori riportati non includono produzione ed assorbimento accumulati ed assorbimenti import/export
(*) Valori stimati al 2020

Scenario FER New Green Deal - >68%	2020 (*)	2025	2030	Δ2020-2030
Domanda (TWh)	303	327	337	+ 34
Quota FER (%)	38%	51%	>68%	
Produzione da FER (TWh)	118	169	248	+ 130
Produzione da GAS (TWh)	141	124	100	- 41
Produzione da Carbone (TWh)	12	1	0	- 12
Produzione di CO2 totale (MtonCO2)	72	60	50	-22

Nota: i valori riportati non includono produzione ed assorbimento accumulati ed assorbimenti import/export
(*) Valori stimati al 2020

Si evidenzia che la produzione da GAS nel suo complesso continua a coprire una parte importante della domanda, con decrementi assoluti inferiori rispetto alla crescita delle FER in quanto parte della generazione è sostitutiva di quella attuale a carbone. In questo senso, i nuovi impianti

GAS efficienti e flessibili contribuiscono alla diminuzione della produzione di CO₂.

Infine, nell’ambito di questi scenari, assumendo una produzione massima annua di circa 6,5 TWh a pieno carico e corrispondente ad una disponibilità dell’ordine del 90%, si può stimare che un impianto CCGT di classe H efficiente e flessibile, di taglia equivalente a quanto proposto nel SIA, possa generare un ammontare di CO₂ pari a ~2,1Mton/anno. Qualora tale generazione fosse prodotta con impianti a gas del parco esistente si avrebbe un impatto peggiorativo dell’ordine di ~270.000 ton/anno.

- b) Sulla base di quanto già argomentato ai precedenti punti 1) e 2.a), Enel conferma l’impegno alla progressiva riduzione del consumo di combustibili fossili e conseguentemente del loro impatto nello specifico impianto di La Spezia, come già descritto nell’ambito dello Studio di Impatto Ambientale. A livello globale Enel ha definito una linea strategica per tutto il Gruppo con particolare focus sulla sostenibilità ambientale, come comunicato ufficialmente lo scorso 24.11.2020 nell’ambito della presentazione agli Stakeholders del Piano Strategico 2021-2023³.

Al 2030, il Gruppo prevede di triplicare la propria capacità da fonti rinnovabili raggiungendo circa 145 GW di capacità installata (equivalenti ad un market share globale superiore al 4%).

Ciò sarà possibile grazie alla mobilitazione di circa 85 miliardi di euro nel periodo. Ulteriori 5 miliardi di euro verranno investiti nell’ibridizzazione tra fonti rinnovabili e storage, il cui potenziale si prevede raggiunga circa 20 TWh al 2030.

Grazie all’impegno nella decarbonizzazione, alla fine del decennio il Gruppo ridurrà dell’80% le emissioni dirette di CO₂ rispetto al 2017; obiettivo certificato da SBTi (*Science-Based Targets initiative*)⁴ in linea con lo scenario 1,5° (il più sfidante ad oggi esistente).

3. *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 ed identificare prontamente azioni di mitigazione. Il posizionamento dei sistemi dovrà essere concordato con ARPA Liguria 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

³ (<https://www.enel.com/content/dam/enel-com/documenti/investitori/informazioni-finanziarie/2020/2021-2023-strategic-plan.pdf>).

⁴ (<https://www.enel.com/it/investitori/strategia/executive-summary-capital-markets-2020>).

di cantiere utilizzando strumentazione a *laser*; a seguito della richiesta della CTVIA 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 la proposta di piano di cui al presente elaborato, 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 G: Monitoraggio in corso d'opera.. I contenuti del piano saranno concordati con ARPA Liguria. A tal proposito si sottolinea che è stata inviata la nota ENEL-PRO- 15/04/2021-0005786 (La Spezia_Allegato - punto 3 - nota trasmissione) con la richiesta di un incontro con Arpa Liguria per concordare la suddetta proposta di piano. Per maggiori dettagli si rimanda all'allegato La Spezia_Allegato - punto 3 - Piano di monitoraggio delle polveri.

- 4. Il proponente integri il SIA presentando un progetto, la cui realizzazione abbia inizio con la messa in esercizio dell'unità GT, finalizzato alla riqualificazione delle altre componenti della centrale nei 72 ha del suo sviluppo territoriale, prefigurando gli scenari di sviluppo complessivo, come esposto nel programma ENEL Future-e che recita: "creare progetti in grado di rigenerare il territorio investendo su un brownfield che viene ripensato invece che su un greenfield, senza consumare nuovo suolo". Detto progetto dovrà prevedere la rimozione delle strutture dismesse non riqualificabili restaurando ecologicamente gli ambiti che hanno già dimostrato livelli di recupero interessanti di naturalità, da restituire anche alla fruizione della città. La progettazione dovrà prevedere il coinvolgimento delle amministrazioni territoriali e della soprintendenza nella definizione di dettaglio (ad esempio creazione di una zona umida e di un bosco-parco) al fine di meglio rispondere alle specifiche esigenze della comunità ed alle vocazioni territoriali. Il progetto si dovrà inoltre raccordare con le procedure in corso (il progetto Messa in Sicurezza Permanente area ex Bacini cenere e lo Studio Organico d'Insieme per l'ex Carbonile Ovest) prestando particolare attenzione all'innovatività dell'intervento, alla sua sostenibilità sociale, ambientale e finanziaria, ed all'applicazione dei principi di economia circolare.*

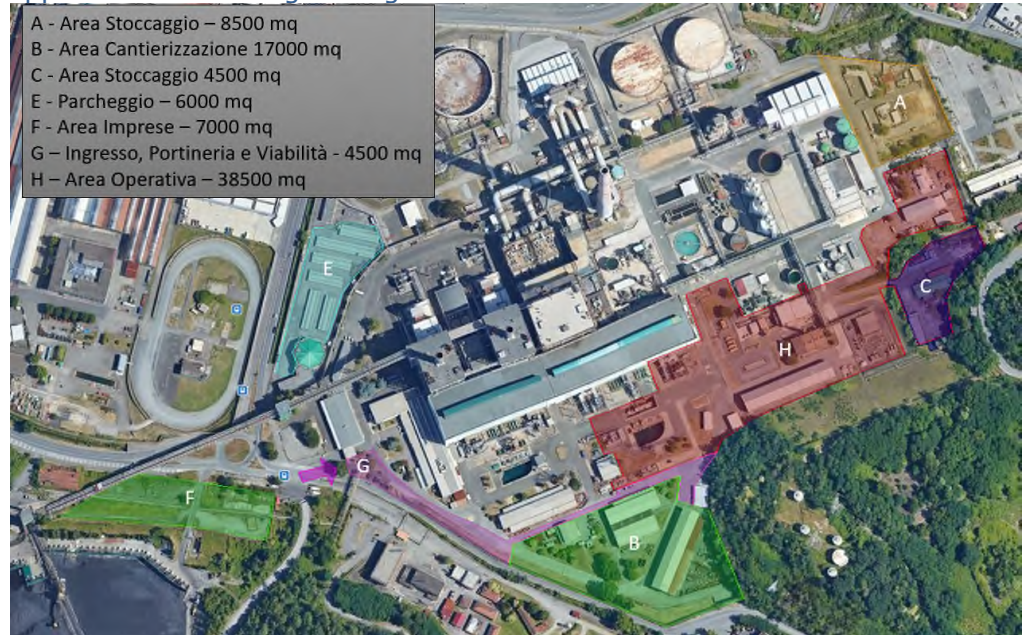
Risposta:

Si allega il documento "La Spezia_Allegato_punto 4_riqualificazione sito" che presenta nel suo complesso le progettualità per la riqualificazione delle aree di impianto, inclusivo di iniziative rinnovabili e dei dettagli in merito al Concorso di Progettazione "I nuovi spazi dell'energia".

- 5. In relazione alle demolizioni di manufatti esistenti previste per l'intervento in progetto nella fase di cantiere, che sarà gestita nell'ambito urbano di riferimento, risulta necessario identificare in maniera definitiva tutte le aree che saranno effettivamente utilizzate in corso d'opera, per quelle e le altre attività, fra cui quella dell'ex carbonile ora bonificato (Val Fornola) allo stato indicata come eventuale, rivedendo ove necessario il quadro degli impatti e dei relativi interventi di mitigazione, che necessita di approfondimento, estendendo il piano di monitoraggio in corso d'opera a tutti i fattori ambientali potenzialmente soggetti ad impatti significativi negativi.*

Risposta:

Come richiesto dalla Commissione Tecnica VIA si è proceduto nel seguito a identificare in maniera definitiva tutte le aree di cantiere anche con il fine di una migliore organizzazione ed ottimizzazione del cantiere stesso come rappresentato nella figura seguente.



L'ingresso al cantiere è stato modificato e individuato in prossimità dell'accesso principale alla Centrale, sito in via Valdilocchi, sfruttando l'attuale varco adibito al transito dei mezzi eccezionali.

Nell'immediata prossimità del cancello d'ingresso, area indicata come G, sarà posizionata la portineria per il controllo degli accessi pedonali e veicolari. Le viabilità di Centrale e di cantiere saranno completamente indipendenti l'una dall'altra.

In prossimità del varco e precisamente nell'area F saranno allestiti a cura delle imprese appaltatrici/subappaltatrici gli spogliatoi e i servizi doccia per le maestranze oltre che un'area dedicata a parcheggio autovetture e una sala conferenze per la formazione del personale che dovrà accedere al cantiere. Sull'area saranno ubicati monoblocchi prefabbricati adatti allo scopo. Gli scarichi fognari saranno collettati attraverso idonee opere provvisorie alla rete di centrale e, per il tramite di questa, all'impianto comunale di trattamento acque reflue urbane.

Un'ulteriore area per il parcheggio vetture sarà quella indicata nell'area indicata come E che tutt'oggi è adibita a zona di sosta per personale di Centrale. L'area parcheggio non richiede alcuna opera al fine di renderla idonea allo scopo. Saranno realizzate le infrastrutture relative agli uffici di cantiere per Enel e per le imprese appaltatrici/subappaltatrici nell'area B. Sull'area saranno realizzate le opere provvisorie utili al posizionamento dei monoblocchi e l'allaccio degli stessi alla rete fognaria come sopra

rappresentato per l’area F e ai servizi di acqua potabile, forza motrice e connessioni internet.

L’area A sarà adibita allo stoccaggio dei materiali e al preassemblaggio degli stessi. Sull’area non sarà necessaria la realizzazione di alcuna opera provvisoria. Non sarà invece utilizzata l’area D, ex-carbonile ora bonificato (Val Fornola).

L’area C sarà adibita alla gestione delle risulite e alla deferrizzazione del calcestruzzo nella fase iniziale di demolizioni e predisposizione del cantiere e allo stoccaggio dei materiali durante la fase di costruzione.

Inoltre, per completezza è stata indicata l’area H sulla quale verrà realizzata la nuova isola produttiva e i relativi impianti ausiliari. L’area in questione definita come “Area Operativa” sarà oggetto di opere civili, elettriche e meccaniche per l’installazione del nuovo gruppo di produzione.

All’interno di tali aree, l’individuazione dei manufatti esistenti oggetto di demolizione è riportata nel dettaglio nel documento *PBITC00911 – Planimetria generale di impianto – Opere da demolire riportata nell’allegato 4* alla Relazione Preliminare Progettuale PBITC0002901 inviata in allegato allo Studio di Impatto Ambientale.

Si precisa inoltre che vi è un refuso nel documento PBITC00911 “planimetria generale d’impianto – opere da demolire” in merito al secondo deposito rifiuti (pos. 111) e gli edifici ubicati nelle aree Ex Cantiere Enel Power (Pos. 300) che non erano stati conteggiati nei volumi da demolire. Pertanto, si allega la planimetria aggiornata “La Spezia_Allegato – punto 5_PBITC0091100” e di conseguenza si aggiorna anche il relativo item in Appendice A della relazione PBITC00029 aggiungendo queste ulteriori volumetrie da demolire.

Pos. layout	Descrizione Item e Pos. Layout	Superficie [m²]	Volume [m³]
23D	Edificio Magazzini	1350	8100
30A e 30E	Edificio caldaia ausiliaria e camino	880	8800
14	Fossa bombole idrogeno	175	-
10	Serbatoio Riserva Olio Turbina	44	-
15	Serbatoi raccolta olio dielettrico	160	-
56P	Edificio Servizi ITAR Integrato	300	2400
87Y/W	Sezione impianto trattamento chimico-fisico: vasca ceneri pesanti e vasca fanghi	420	-
300/2	Edifici Area Imprese	960	3250
300/2	Area parcheggi	4500	-
300	Ex Cantiere Enel Power	850	2500
-	Tratto di pipe rack (Lung. =65 m; Largh. =4 m)	260	-
111	Deposito rifiuti	82	245
111	Deposito rifiuti	144	700
23A	Edifici Magazzini e Archivio	1340	6700

Pos. layout	Descrizione Item e Pos. Layout	Superficie [m²]	Volume [m³]
23C	Edificio Ricovero mezzi	380	1350
98A e 98B	Stazione Metano (*)	2480	
34	Pompe Acqua di Circolazione (*)		
34	Pompe AR (raffreddamento refrigeranti) (*)		
34	Griglie e Ausiliari Ingresso (*)		
	Generatori di emergenza (*) (**)		
	Tubazioni Acqua di Circolazione da mandata pompe a condensatore e ritorno (*) (**)		
	Turbina a vapore n. 4 e relativi ausiliari (*) (**)		
	Condensatore e pompe vuoto (*) (**)		
	Riscaldatori AP e BP (*) (**)		
	Refrigeranti circuito chiuso (*) (**)		
	Cavalletto turbina a vapore (*) (**)	680	1990
	Turbopompa ed elettropompa alimento e relativi ausiliari (*) (**)		
	Pompe estrazione condensato e sistema filtrazione (*) (**)		
	Generatore, eccitatrice e condotti sbarre (*) (**)		
	Tubazioni varie di collegamento (*) (**)		
	Piani di servizio (*) (**)		

(*) Opere demolite nella fase II di trasformazione dell'impianto da Ciclo Aperto a Ciclo Combinato.

(**) Apparecchiature e componenti interni alla Sala Macchine esistente.

In riferimento agli interventi di demolizione previsti nel progetto, che portano alla generazione di quantità/volumi di conglomerato cementizio armato, nell'ottica di operare in regime di sostenibilità ambientale e di economia circolare, in accordo con la normativa di riferimento il proponente si potrà avvalere della possibilità di ridurre la quantità di rifiuto che ne deriverebbe prevedendo il parziale riutilizzo del calcestruzzo demolito come materiale inerte, da impiegare principalmente per l'esecuzione di substrati di riempimento e, in percentuale ridotta, mediante idonee imprese appaltatrici in possesso dei necessari requisiti, per il confezionamento di nuovo calcestruzzo per riutilizzi interni al cantiere stesso.

Si precisa che il riutilizzo del materiale cementizio demolito, tramite adeguata frantumazione, classificazione e verifica di idoneità, in ottemperanza alla normativa di riferimento, porterebbe ad una gestione più semplice e ottimizzata dei sottoprodotti generati.

La stima esatta delle percentuali di riutilizzo verrà definita durante la progettazione esecutiva in relazione alle effettive caratteristiche del materiale demolito, tuttavia è possibile prevedere che il conglomerato cementizio

demolito concorrerà a formare circa l’80% del volume degli strati di riempimento da realizzare. Possibili miglioramenti verranno valutati in fase realizzativa in relazione alle effettive condizioni del conglomerato cementizio demolito e delle prestazioni dell’impianto di frantumazione.

Per il recupero di tali materiali si procederà tramite attività deferrizzazione del calcestruzzo e successiva frantumazione, fino a garantire un fuso granulometrico di tipo A1 (sottotipi A1a o A1b UNI 11531-1_2014).

L’impianto per l’attività sopra descritta sarà dotato di idonei sistemi per il contenimento del rumore e delle polveri che vengono a generarsi durante le fasi di lavorazione.

Il prodotto frantumato e certificato di tipo A1 verrà stoccato in area di cantiere come materiale inerte per riempimento scavi.

STIMA PRELIMINARE VOLUMI CLS [m³]			
Volume teorico CLS da demolire	m ³	~13000	
Volume risultante CLS demolito frantumato (+25%)	m ³	~16250	
Volume inerte riutilizzabile*	m ³	~7500	<60%
Volume inerte a rifiuto	m ³	~5500	

* La percentuale di riutilizzo è calcolata sul volume teorico di CLS da demolire

In relazione all’identificazione definitiva delle aree interessate dalle lavorazioni, sia in fase di demolizione che in fase di costruzione, si conferma la valutazione degli impatti generati nella fase di cantiere sui fattori ambientali interferiti e le relative misure da porre in atto per la mitigazione di tali effetti già presentata nello Studio di Impatto Ambientale presentato con l’istanza.

Si precisa che il Piano di Monitoraggio Ambientale presentato in allegato allo Studio di Impatto Ambientale ha considerato tutti i fattori ambientali potenzialmente soggetti ad impatti significativi negativi generati dal progetto (atmosfera, ambiente idrico, clima acustico, salute pubblica), pertanto se ne confermano i contenuti. Si segnala che il PMA proposto comprende tutte le attività di monitoraggio e controllo previste nel PMC vigente, tra cui il monitoraggio delle acque di falda con cadenza semestrale e a seguito di eventi incidentali, in quattro postazioni.

Inoltre, in risposta alle richieste di integrazione di cui ai n. 3 e n. 12 si prevede il monitoraggio specifico delle polveri prodotte mediante l’utilizzo di sistemi automatici di conteggio ottico delle particelle in continuo ai confini dell’impianto e presso i recettori sensibili (La Spezia_Allegato - punto 3 – Piano di monitoraggio delle polveri), in sostituzione dei monitoraggi in continuo mediante strumentazione a *laser* precedentemente indicati per il corso d’opera, nonché l’esecuzione di indagini ecotossicologiche (La Spezia_Allegato punto 12_Indagini ecotossicologiche).

6. *In relazione alle dismissioni che saranno attuate a fine esercizio delle opere in progetto, occorre approfondire il quadro degli interventi previsti identificando fin d’ora i necessari interventi di riqualificazione del territorio a compensazione finale degli impatti determinati.*

Risposta:

Come già indicato nello Studio di Impatto Ambientale presentato per il progetto proposto, a conclusione della vita utile dei propri impianti e all'avvio della loro dismissione, Enel si impegna a studiare la migliore strategia per costruire e gestire un percorso di fine vita specifico per ogni asset attraverso un processo strutturato e governato di asset management, in cui confluiscono conoscenze ed esperienze con connotazioni fortemente multidisciplinari.

Nel caso in esame si prevede il riutilizzo in ambito energetico delle aree destinate al nuovo impianto a gas e quindi l'incremento della capacità di impianti a fonte rinnovabile, che si intende installare nell'ambito del progetto di riqualifica del sito descritto nel documento “La Spezia_Allegato_punto 4_riqualificazione sito”.

Tale scelta tiene conto del processo di transizione energetica in atto e porterà all'impiego delle migliori tecnologie disponibili sul mercato all'atto della dismissione dell'impianto a gas.

Al fine di determinare la migliore strategia di dismissione verrà effettuata innanzitutto una valutazione degli impatti su *stakeholders* interni ed esterni a livello locale e regionale in un'ottica di *Creating Shared Value* e di sostenibilità. Sarà favorito il coinvolgimento diretto di tutti i portatori di interessi a livello locale, nazionale e internazionale con il fine di creare valore sia per l'Azienda che per il Territorio, combinando gli obiettivi della prima con le priorità degli *stakeholders*. Si cercherà inoltre, in linea con i principi di Economia Circolare, di riutilizzare strutture ed infrastrutture esistenti, favorendo l'innovazione e valorizzando allo stesso tempo la creazione di nuove idee.

Si sottolinea, infatti, che Enel intende massimizzare gli effetti positivi dei propri investimenti anche per l'ambiente ed il territorio attraverso l'adozione di un processo integrato di sostenibilità che parte già nelle fasi di progettazione e realizzazione dei nuovi progetti, i cui pilastri sono l'economia circolare, l'adozione di soluzioni innovative e la creazione di valore condiviso (CSV model). Gli interventi proposti oltre al rispetto dei criteri per la protezione dell'ambiente ed un uso razionale delle risorse, mirano ad attuare soluzioni sostenibili con riferimento a standard internazionali riconosciuti.

In occasione della conclusione della vita utile dell'impianto a gas si procederà innanzitutto al relativo *decommissioning* con l'ausilio di ditte specializzate e con tutti i requisiti richiesti per garantire che tale processo avvenga nel pieno rispetto delle condizioni di sicurezza e di protezione dell'ambiente e della salute. Le attività previste saranno incluse nel Piano di Dismissione che sarà predisposto secondo le prescrizioni che l'Autorizzazione Ambientale Integrata della Centrale imporrà per la nuova unità a gas e che sarà quindi propedeutico ad eventuali fasi successive di smontaggio o di demolizione degli impianti.

La dismissione dell'unità a gas sarà effettuata, quindi, in condizioni di massima sicurezza sia per i sistemi principali che per quelli ausiliari e particolare cura sarà rivolta alle seguenti attività:

- Rimozione di prodotti chimici, oli lubrificanti e altre specifiche sostanze contenute in apparecchiature, tubazioni e serbatoi.

- Pulizia (bonifica ove applicabile) di apparecchiature, tubazioni e serbatoi di stoccaggio per rimuovere eventuali residui.
- Gestione, trattamento e recupero/smaltimento di reflui e rifiuti nel pieno rispetto delle norme vigenti e dei criteri di sicurezza e sostenibilità ambientale.

Le successive attività di demolizione saranno condotte adottando modalità organizzative, operative e gestionali tali da assicurare la minimizzazione dei relativi impatti connessi come per esempio il rumore, la formazione di polveri ecc. Al fine di limitare la quantità di materiali da gestire come rifiuto sarà favorito il riutilizzo di apparecchiature e componenti e qualora non possibile quello dei materiali. Le attività previste a valle della dismissione includeranno la scoibentazione di apparecchiature e componenti, la loro demolizione e/o smontaggio, la rimozione dei componenti elettrici e la demolizione degli edifici, qualora non impiegabili per altri scopi, e delle opere civili fino a quota piano campagna.

7. *Considerato che gli interventi di bonifica e riqualificazione sono stati coadiuvati da una rete di piezometri, occorre approfondire l'assetto idrogeologico locale e alla scala di area vasta, indicando inoltre la localizzazione e le caratteristiche di tutti i pozzi presenti e relativi usi, fra cui quelli oggetto di prelievi idrici per il funzionamento nella configurazione attuale, quantificando gli effetti idrogeologici derivanti dall'azzeramento dei prelievi nella configurazione di progetto.*

Risposta:

Enel ha elaborato una Relazione di dettaglio, riportata in Allegato La Spezia_Allegato – punto 7, sull'assetto idrogeologico dell'area di Vallegrande, ed in particolare del settore orientale (località Pomara - Boscalino), nella quale insistono i quattro pozzi profondi attualmente a servizio della Centrale Termoelettrica "Eugenio Montale" di La Spezia.

La Relazione succitata, basata sul riesame di studi e di materiale bibliografico disponibile sull'area, ricostruisce l'assetto idrogeologico dell'area vasta caratterizzato dalla presenza di un acquifero superficiale, contenuto nei sedimenti quaternari di natura limoso-sabbiosa e quindi poco produttivo (permeabilità variabile tra 10^{-6} e 10^{-5} m/s), e da uno o più acquiferi profondi, più produttivi e contenuti nei livelli fratturati del substrato roccioso. In tale contesto i bacini di spegnimento delle ceneri rappresentano una discontinuità idrogeologica e geochimica tra il settore centro-occidentale e quello orientale della piana di Vallegrande, non permettendo di stabilire con precisione il loro grado di connessione.

Con riferimento agli effetti idrogeologici derivanti dalla cessazione dei prelievi dai pozzi Enel che insistono sul settore orientale, il confronto tra le misure freaticometriche rilevate sia in condizioni di sfruttamento (1999) che statiche (2021) ha evidenziato un incremento di carico idraulico tale da non indurre sostanziali conseguenze sull'acquifero superficiale e, più in generale, sull'equilibrio idrogeologico dell'area.

Visto quanto contenuto nella Relazione di dettaglio e quanto sopra descritto, è possibile asserire che la cessazione dei prelievi, anche alla luce degli importanti decrementi di prelievi iniziati a partire dal 2013, non produce effetti rilevanti.

8. *Occorre approfondire la caratterizzazione geologica di area vasta e quella geotecnica dei siti oggetto di interventi significativi di interazione con il sottosuolo, attraverso indagini specifiche e significative ad integrazione dei dati di letteratura, analizzando la risposta sismica locale dei terreni superficiali considerata la loro suscettibilità alla liquefazione, verificando l' idoneità delle scelte progettuali allo stato implementate.*

Risposta:

Nel corso del 2020 nell'area di interesse, ad integrazione dei dati disponibili, Enel ha effettuato una specifica campagna di indagini geognostiche (sondaggi, prove penetrometriche dinamiche, prove geofisiche e prove di laboratorio) come dettagliato nel documento allegato [La Spezia_Allegato – punto 8_1]. Sulla base dei risultati della nuova campagna di indagini e dei risultati già disponibili, sono state predisposte una specifica Relazione Geologica di progetto di cui agli allegati [La Spezia_Allegato – punto 8_2], [La Spezia_Allegato – punto 8_3], [La Spezia_Allegato – punto 8_4], [La Spezia_Allegato – punto 8_5] e [La Spezia_Allegato – punto 8_6] ed una specifica Relazione Geotecnica di Caratterizzazione, riportata nell'allegato [La Spezia_Allegato – punto 8_7].

Lo studio della risposta sismica locale, per la definizione dell'input sismico, e la valutazione della suscettibilità del sito nei confronti della liquefazione sono in particolare analizzati all'interno della Relazione Geologica di progetto (allegato [La Spezia_Allegato – punto 8_2]).

In relazione alla natura del terreno presente nel sito, ai carichi e alle caratteristiche di funzionalità delle strutture principali, si prevede, per le stesse, l'impiego di fondazioni di tipo profondo costituite da pali trivellati gettati in opera spinti fino a profondità comprese tra 12 e 18 m da p.c.. L'impiego di fondazioni profonde su pali è legato, infatti, alla necessità di trasferire i carichi delle nuove strutture a progetto all'interno del substrato compatto della formazione rocciosa alterata, rinvenuto a circa -8 m dal p.c., sotto i depositi superficiali costituiti da argille limose e limi sabbioso-ghiaiosi con caratteristiche meccaniche più scadenti.

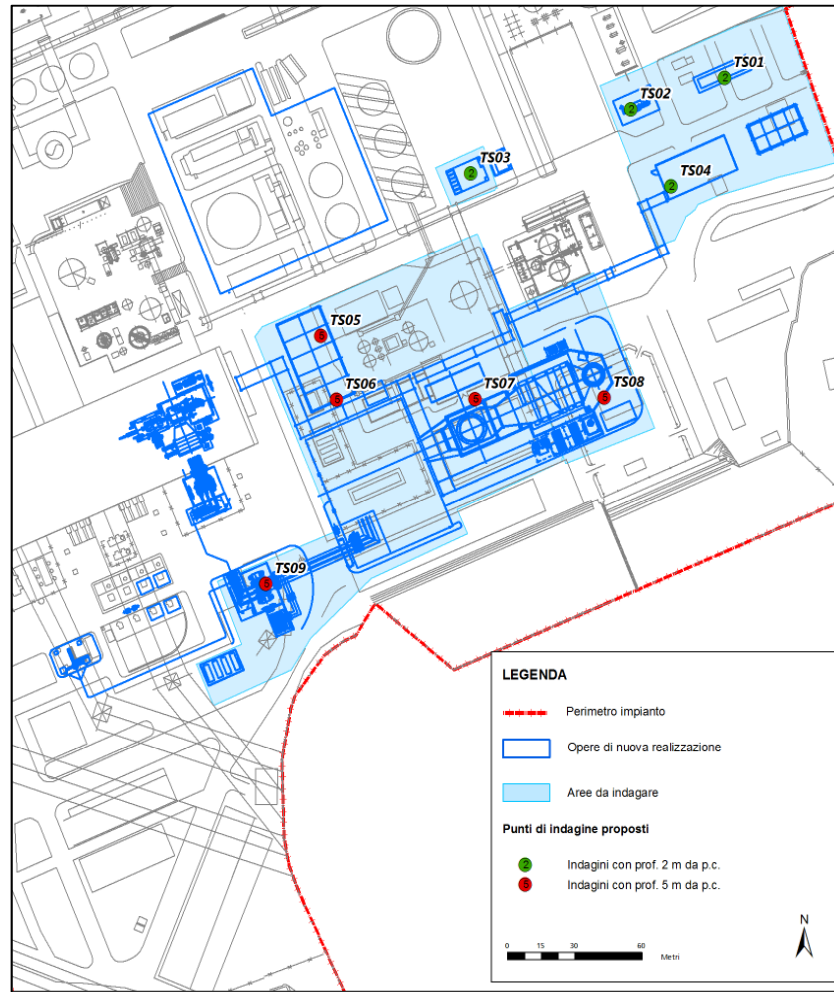
9. *Considerata la predisposizione del piano preliminare di utilizzo e dunque la scelta progettuale di riutilizzo delle terre e rocce da scavo, qualora rispondenti ai requisiti per tale impiego, nello stesso sito rispetto a quello di produzione, si rappresenta la non idoneità dell'area logistica D di 40.000 m², essendo ubicata esternamente al sito industriale circa 500 m ad Ovest del medesimo. Pertanto, occorre verificare la piena disponibilità, idoneità e capienza della aree A, B e C interne al sito industriale definendo la necessità o meno di utilizzare l'area E, approfondendo inoltre la coerenza degli interventi di caratterizzazione di progetto con le attività di bonifica, cui sono*

necessariamente subordinati, e specificamente di analisi di rischio allo stato non approvate, estendendo infine il set analitico ai parametri già oggetto di superamenti in aree limitrofe del medesimo sito regionale.

Risposta:

L'Area D, inizialmente ipotizzata come possibile area di deposito materiale quindi senza necessità di scavi e caratterizzazioni non verrà utilizzata per il presente progetto. L'area E, tuttora utilizzata come area di parcheggio per il personale di Centrale, verrà impiegata come parcheggio per i mezzi di cantiere. Pertanto, questa area non richiederà alcuna tipologia di intervento essendo già allo stato attuale utilizzata per il medesimo utilizzo previsto in fase di cantiere.

In merito alle aree di cantiere, a seguito dell'approfondimento condotto, si precisa inoltre che, diversamente da quanto riportato nel Rapporto CESI B9023467 "Piano preliminare di utilizzo in sito delle terre e rocce da scavo escluse dalla disciplina dei rifiuti (ai sensi dell'art. 24 del D.P.R. 120/2017)", non è più previsto il riutilizzo del materiale eventualmente scavato in tali aree, e non sarà dunque necessario eseguire indagini preliminari a tale scopo. Si riporta pertanto nella figura seguente un aggiornamento della proposta di indagine (a sostituzione della *figura 6.1 del Rapporto CESI B9023467*), precisando che qualora si rendesse necessario effettuare scavi localizzati, finalizzati agli allacciamenti alla rete fognaria e/o elettrica, nelle aree di cantiere si procederà con lo smaltimento delle terre di risulta secondo la normativa vigente.



In riferimento alla coerenza degli interventi di caratterizzazione dei terreni con le attività di Bonifica relative al sito in oggetto, ed in particolare allo stato di approvazione dell'Analisi di Rischio sanitario-ambientale sito-specifica eseguita per le aree centrale, Carbonile e Le Pianazze, nell'ambito dell'iter tecnico-amministrativo del SIR di Pitelli, Enel fa presente che la Conferenza di Servizi della Regione Liguria del 02/12/2020 ha approvato tale Analisi di Rischio ed ha dichiarato concluso il procedimento ex art. 242 Titolo V Parte Quarta del D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii. con la restituzione delle aree agli usi legittimi.

Pertanto, il sito non è stato interessato da alcuna attività di bonifica in quanto l'Analisi di Rischio ha evidenziato che le aree risultano non contaminate ai sensi e per gli effetti dell'art. 239 e seguenti del D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii..

Inoltre, in merito alla richiesta di estensione del set analitico ai parametri già oggetto di superamenti in aree limitrofe del medesimo sito regionale (SIR), in base ai dati messi a disposizione da ARPAL sul proprio sito istituzionale risulta

che i contaminanti inorganici per i quali si sono registrati superamenti delle CSC nel SIR di Pitelli sono Pb, Zn, Hg e Cd, oltre ad As per il quale è stato definito un fondo naturale pari a 50 mg/kg, mentre per i parametri organici i superamenti delle CSC sono costituiti da IPA e PCB.

I contaminanti elencati sono già ricompresi nel set analitico previsto per il Piano Preliminare di Utilizzo Terre sia per i terreni che per i materiali di riporto, con l'eccezione dei PCB che pertanto verranno integrati nel set analitico sia per i terreni che per le acque di falda.

Per quanto concerne gli scavi si fa presente che il volume di terre a recupero e le profondità di scavo sono quelle indicate nel PPUT allegato allo Studio di Impatto Ambientale inviato congiuntamente all'istanza, mentre le quantità sono variate a seguito di approfondimenti di progetto, così come riportato al precedente *punto 5*).

In sintesi, i volumi di scavo previsti saranno:

	Volumi di scavo
Prima Fase (OCGT)	25.000 m ³
Seconda Fase (CCGT)	40.000 m ³

10. *In relazione al settore portuale dove avviene la presa e lo scarico delle acque di mare, occorre chiarire l'attendibilità delle modellazioni eseguite sul diffusore nella Marina di Fossamastra nello scenario futuro di avanzamento a mare delle banchine fra il Terminal Ravano e il Terminal del Golfo fino al pontile ENEL previsto dal Piano Regolatore Portuale, dal momento che il reticolo di calcolo nella configurazione portuale futura presenta una risoluzione molto inferiore rispetto a quello utilizzato nella configurazione attuale.*

Risposta:

Si segnala che, in realtà, la risoluzione delle celle di calcolo nelle aree antistanti il nuovo profilo avanzato del terminal Ravano nella configurazione futura è identica a quella presente nelle stesse aree nella configurazione attuale.

L'analisi delle figure di seguito riportate, contenute nella sezione "ANALISI DELLA RISOLUZIONE DEI RETICOLI DI CALCOLO", mostra come si è proceduto nel passaggio dal reticolo di calcolo della configurazione attuale a quello della configurazione futura mantenendo invariata la risoluzione nell'area antistante al terminal Ravano.

Analoga procedura è stata seguita nelle aree antistanti al terminal del Golfo e fino al pontile Enel ottenendo il mantenimento della medesima risoluzione nei reticoli utilizzati per le due configurazioni portuali.

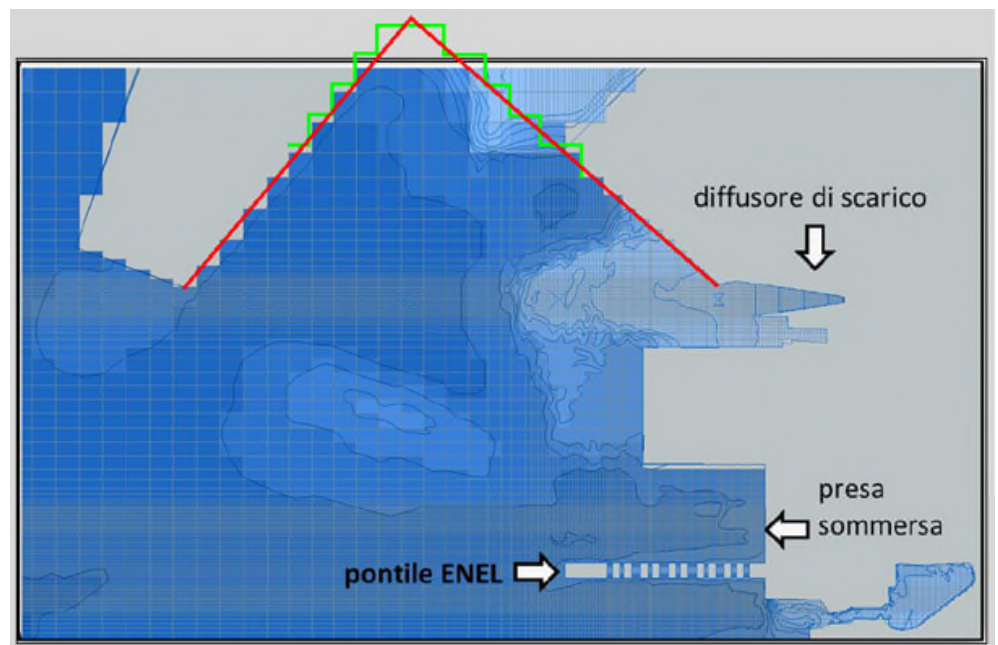
Il mantenimento della medesima risoluzione ha consentito il confronto diretto dei risultati delle modellazioni nelle due configurazioni portuali. Tale risoluzione, inoltre, è stata definita in coerenza sia con la necessità di descrivere compiutamente le diverse fenomenologie in gioco, sia con la contemporanea esigenza di produrre simulazioni caratterizzate da tempistiche di calcolo adeguate all'ottenimento dei risultati in tempi sostenibili.

Peraltro, ferma restando la consapevolezza che il modello numerico costituisce una inevitabile schematizzazione della realtà, la sua affidabilità è intrinsecamente provata dal confronto operato tra i risultati delle simulazioni modellistiche e l’oggettiva realtà delle numerose campagne di misura condotte in sito per il controllo periodico della perturbazione termica indotta sul corpo idrico ricevente dal funzionamento dell’impianto. La bontà del confronto tra quanto calcolato e quanto misurato, a parità di condizioni al contorno, valida il modello che può essere così utilizzato per la simulazione di scenari futuri con il necessario grado di affidabilità. L’esito di tale confronto per lo studio in oggetto, documentato per esteso al capitolo 5.3 del “Rapporto finale”, è illustrato a seguire nella sezione “Esito del confronto tra temperature calcolate dal modello e temperature misurate in campo”.

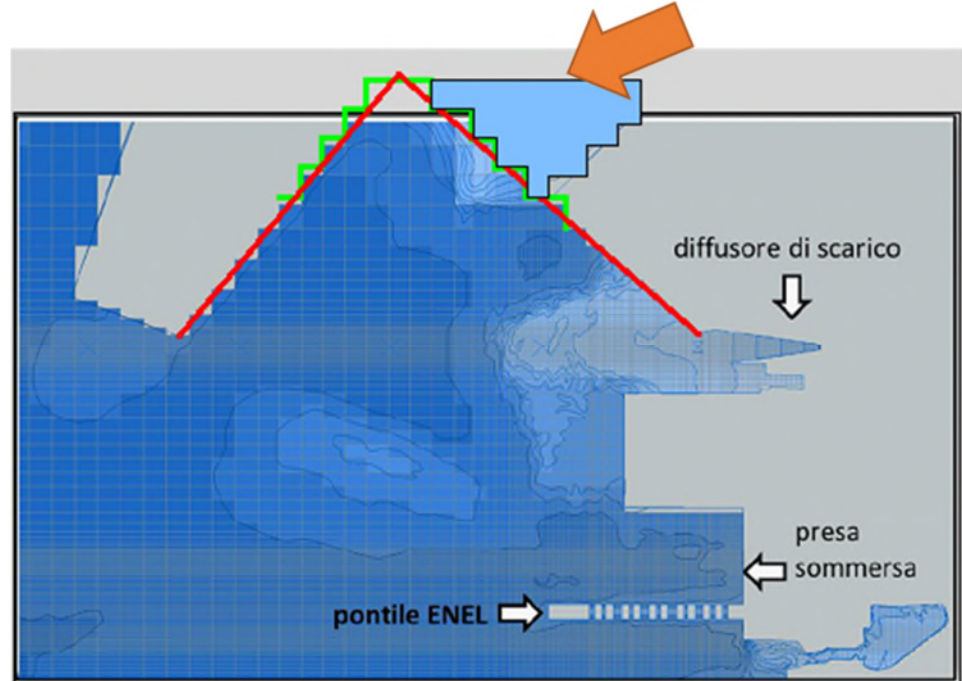
ANALISI DELLA RISOLUZIONE DEI RETICOLI DI CALCOLO
CONFIGURAZIONE PORTUALE ATTUALE

(Figura 14 Primo reticolo di calcolo. Dettaglio nell’area della presa (sommersa) e del diffusore di scarico della centrale nella configurazione portuale attuale, estratta dal rapporto CESI B9014374 del settembre 2019).

La figura originaria è stata modificata con l’inserimento di due linee rosse, che indicano il profilo futuro del terminal Ravano e del molo Fornelli, e di quelle verdi che mostrano come tali profili sono stati schematizzati nella configurazione futura.



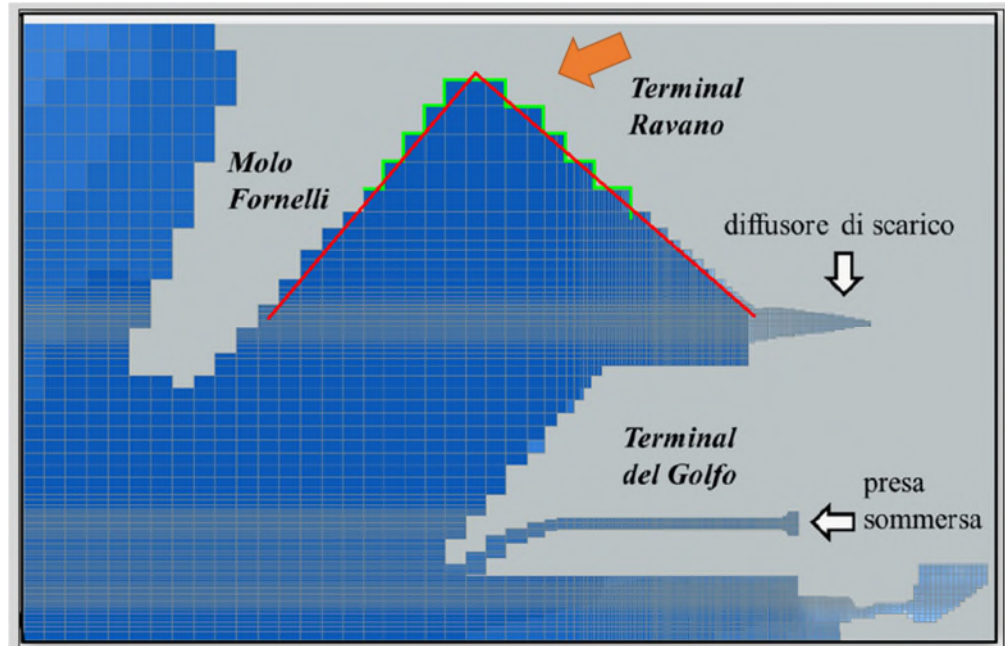
In pratica, senza modificare la risoluzione del reticolo di calcolo, si è proceduto a trasformare in celle di “terra” quelle che prima erano di “acqua” (indicate in azzurro nell’immagine seguente).



Il risultato, cioè il reticolo di calcolo nella configurazione futura, è mostrato nella seguente immagine in cui sono riportate nuovamente le linee rosse e verdi, rispettivamente del profilo futuro del terminal Ravano e della schematizzazione corrispondente.

CONFIGURAZIONE PORTUALE FUTURA

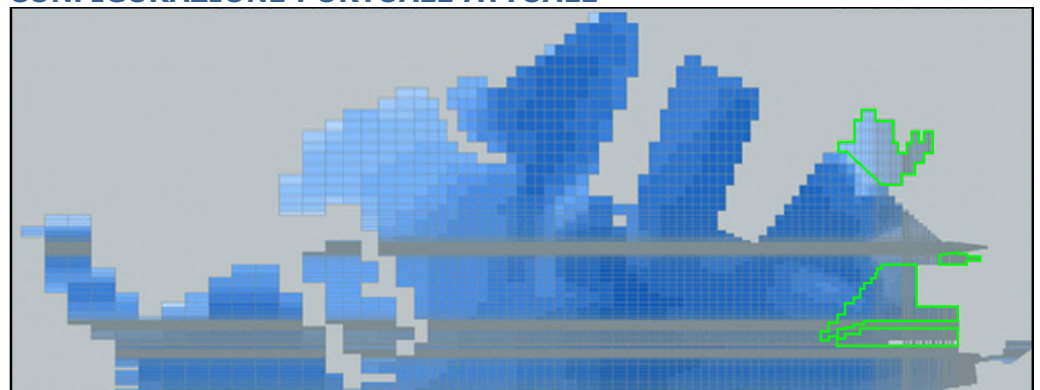
(Figura 16 Secondo reticolo di calcolo. Dettaglio nell’area della presa (sommersa) e del diffusore di scarico della centrale nella configurazione portuale futura, estratta dal rapporto CESI B9014374 del settembre 2019 e modificata come spiegato).



Come è possibile osservare, la dimensione delle celle di acqua nell'area compresa tra Terminal Ravano, Molo Fornelli e Terminal del Golfo (in pratica tra le due linee rosse) è la stessa in entrambe le configurazioni.

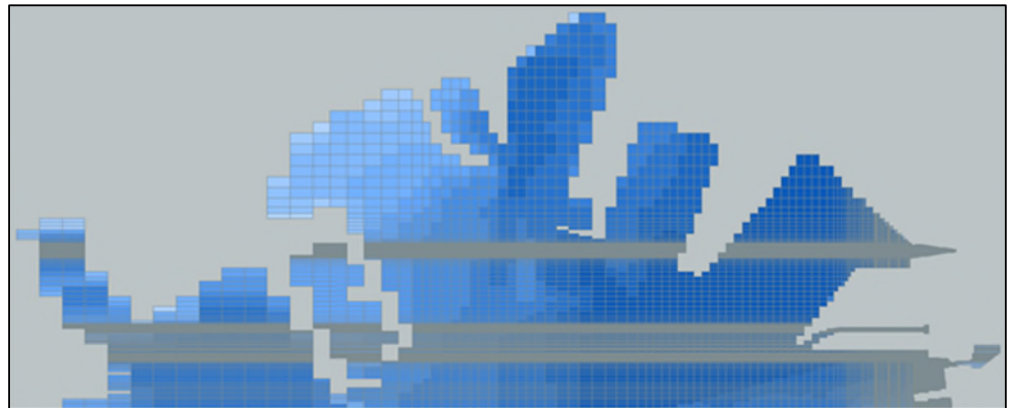
A seguire le due immagini del reticolo della configurazione portuale attuale e futura per tutta l'area Nord del Golfo. Bordate in verde, nella configurazione portuale attuale, le celle di "acqua" divenute celle di "terra" nel reticolo della configurazione portuale futura senza modifica della risoluzione per l'intera area.

CONFIGURAZIONE PORTUALE ATTUALE



CONFIGURAZIONE PORTUALE FUTURA

(in cui le celle bordate in verde nella figura precedente sono divenute celle di terra simulando il loro tombamento in analogia a quanto previsto dal Piano Regolatore Portuale)



ESITO DEL CONFRONTO TRA TEMPERATURE CALCOLATE DAL MODELLO E TEMPERATURE MISURATE IN CAMPO

Il confronto tra i risultati delle simulazioni numeriche e l’oggettiva realtà delle misure in campo è avvenuto con riferimento ai valori medi delle temperature calcolate e misurate nei 16 punti dell’arco, separatamente per alcuni scenari estivi ed invernali. L’assetto di impianto adottato per tali scenari di validazione è stato dunque quello attuale con il solo gruppo a carbone funzionante.

Il confronto delle temperature medie a diverse profondità (superficiale, a -1.5 m e a -3.0 m, in alto, al centro e in basso, rispettivamente) calcolate per 3 scenari invernali e per 2 scenari estivi con i valori medi delle temperature misurate in rada in analoghe condizioni sia ambientali (d’inverno e d’estate, rispettivamente), sia di assetto della centrale (funzionante, come detto, con il solo gruppo a carbone a pieno carico). Per considerare le diverse temperature indisturbate presenti in rada durante le varie campagne, schematicamente riprodotte nel modello con l’adozione di una temperatura di riferimento invernale (12 °C) e di una temperatura di riferimento estiva (25.5 °C), si è proceduto alla dimensionalizzazione delle temperature medie, sia misurate sia calcolate, con la media delle temperature del punto più freddo sull’arco.

Il risultato evidenzia un buon accordo tra i valori medi misurati in campo e quelli calcolati mediante la modellazione numerica. La leggera prevalenza delle temperature medie superficiali calcolate in quasi tutti i sedici punti dell’arco è probabilmente imputabile all’adozione di condizioni ambientali cautelative in mancanza di misure oggettive di alcuni parametri, secondo l’approccio che si utilizza solitamente per l’impostazione delle simulazioni basato, per l’appunto, sull’adozione di valori conservativi per tutti quei parametri di cui non è nota l’esatta entità da misure di campo.

Confronto tra le temperature medie (adimens) a diverse profondità (superficiali, a -1.5 m e a -3.0 m) calcolate (linee tratteggiate) e misurate

(linee continue) alle stazioni di rilievo sull’arco a 1000 m per le stagioni estive (linee rosse) e invernali (linee blu) (estratta dal rapporto CESI)

11. Rilevando la completa assenza di valutazione dell’impatto sulla salute delle emissioni di NH_3 , si richiede di produrre e integrare le valutazioni dell’esposizione acuta dell’impatto delle emissioni di NH_3 . Facendo presente che l’ NH_3 può essere presente nella zona anche proveniente da altre fonti (industriali o agricole), non venendo riportati dati misurati o stimati per caratterizzare la qualità dell’aria delle zone interessate per questo inquinante, per una corretta valutazione è necessario che lo scenario di esposizione tenga conto anche del livello di background di ammoniaca nella zona, sia esso stimato o misurato.

Risposta:

Impatto delle emissioni di NH_3

Si precisa che le valutazioni di impatto sulla salute effettuate sono basate sulle simulazioni delle ricadute per tutte le fasi del progetto, che necessariamente comprendono anche NH_3 . Le valutazioni effettuate comprendono quindi, ove pertinenti, gli effetti sulla salute delle ricadute al suolo di NH_3 emessa. Come riportato nella Tabella 21 dello studio VIS, il parametro NH_3 è stato preso in esame nelle valutazioni di impatto sanitario, per i suoi effetti tossici cronici.

Ad integrazione di quanto già contenuto nello Studio di Impatto Ambientale e nello specifico allegato si riportano, in La Spezia_Allegato – punto 11_ **Annesso 1**, le tavole relative alla dispersione dell’ammoniaca:

- AL-12.p2, relativa alla concentrazione media annua nello scenario Fase 2,
- AL-13.p2 relativa al massimo della concentrazione giornaliera nello scenario Fase 2.

Esposizione acuta da NH_3

Come da richiesta di integrazione di cui sopra viene riportata di seguito la valutazione di esposizione acuta per NH_3 .

Nella successiva tabella viene riportato il valore di *Inhalation Reference Concentration* (RfC) disponibile a livello di pubblicazioni e linee guida di riconosciuta valenza internazionale utile per effettuare la valutazione di esposizione suddetta.

Rischio tossico			
Parametro		RfC [$\mu g/m^3$]	Fonte
NH_3	media annua	500	US EPA, 2016

RfC associato al parametro NH_3

L’impiego dell’RfC per NH_3 su media annua risulta conservativo rispetto all’analisi che si potrebbe fare per esposizioni acute utilizzando il TLV (*Threshold Limit Value*). Infatti, considerando come valore di riferimento

sul breve termine il valore di TLV per esposizione ad 8 ore individuato dal D.Lgs. 81/08, le concentrazioni stimate dovrebbero essere confrontate con una soglia pari a $14.000 \mu\text{g}/\text{m}^3$, molto maggiore rispetto all'RfC riportato nella tabella sopra riportata ottenendo dei risultati sicuramente meno conservativi.

In via puramente esemplificativa, andando infatti a considerare anche il massimo valore delle medie giornaliere per NH_3 nell'intera area di interesse, in luogo delle medie annue (pari a $3,49 \mu\text{g}/\text{m}^3$ per la Fase 2), si ottiene un valore di HQ pari a $2,49 \times 10^{-4}$, molto inferiore ai risultati ottenuti per l' NH_3 riportati nell'Allegato 5 allo studio VIS applicando l'RfC relativo alla media annua.

In La Spezia_Allegato – punto 11 **Annesso 2** al presente documento è presente un aggiornamento del sopra citato allegato, in cui sono riportati i singoli HQ per ciascun parametro.

Stima valori di background NH_3

In merito ai livelli di background, la Valutazione di Impatto Sanitario, essendo inserita in un processo autorizzativo ai fini valutativi, si basa necessariamente su ipotesi di tipo conservativo volte a sovrastimare il rischio associato al reale esercizio dell'impianto così da tener conto anche del caso peggiore sebbene scarsamente probabile.

Inoltre, riguardo alla definizione dei coefficienti di tossicità questi derivano da studi epidemiologici e/o tossicologici a cui si applicano, in ossequio al principio di precauzione, indici assai conservativi (fattori di sicurezza), con l'obiettivo di evitare una sottostima del rischio. Le dosi e le concentrazioni di base da cui vengono poi costruiti i suddetti coefficienti sono molto più alte, anche di diversi ordini di grandezza, rispetto a quelle di norma misurabili nell'ambiente. Pertanto, per stabilire gli indici, le dosi di rilevanza tossicologica derivate da osservazioni empiriche, sono estrapolate fino alle basse dosi considerando per default una relazione lineare dose-risposta senza soglia.

Perciò, il calcolo degli *Hazard Quotient* rappresenta di per sé una stima estremamente conservativa, così come il calcolo dell'*Hazard Index* (sommatoria di singoli *Hazard Quotient*) che addiziona potenziali effetti su medesimi o differenti apparati confrontandosi comunque con il valore di 1 come valore soglia di accettabilità.

Ciò premesso, le normative nazionali ed europee in materia di qualità dell'aria non hanno definito valori limite o standard da rispettare per le concentrazioni in aria ambiente di NH_3 . I sistemi di rilevazione di qualità dell'aria costituiti da centraline di monitoraggio a gestione pubblica o privata solo in rari casi effettuano monitoraggio per tale contaminante.

Di seguito si riporta la valutazione concentrazione di fondo in atmosfera di ammoniaca calcolata in base alle stime modellistiche del modello europeo CAMS “*European air quality forecasts, Ensemble*” relativamente all'anno 2019.

Longitudine del punto di estrazione	9.85
Latitudine del punto di estrazione:	44.15
Massimo della media giornaliera ($\mu\text{g}/\text{m}^3$):	4.96
Media annua ($\mu\text{g}/\text{m}^3$):	0.72

Per quanto attiene una valutazione basata su dati di campagne sperimentali, si segnala che non è stato possibile reperire informazioni in merito a campagne di misura per tale inquinante per il territorio ligure, né per quello toscano maggiormente prossimo al sito.

Una indicazione di massima può essere fornita dalla registrazione del sito rurale di Bettola (PC), circa 75 km a NNW della Centrale di La Spezia, in cui è stata rilevata una concentrazione media nel periodo di una campagna invernale del 2006 di $3.5 \mu\text{g}/\text{m}^3$ (Biraghi, 2006).

È opportuno considerare che tale postazione sia comunque scarsamente rappresentativa del sito in oggetto poiché localizzata sul versante emiliano degli Appennini (circa 330 m s.l.m.), ancora quindi esposta verso il bacino padano sede delle principali aree emissive agricole e zootecniche. È lecito quindi ritenere che la natura del territorio spezzino ed il blocco alla circolazione delle masse d'aria arricchite di ammoniaca (provenienti dal bacino padano) ad opera della barriera naturale degli Appennini, consenta di valutare la stima modellistica una buona approssimazione del valore di fondo atteso sul territorio, pari pertanto a circa $1 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

Calcolo di HQ e HI con background NH_3

Come indicazione sintetica dei risultati ottenibili includendo nel calcolo di HQ e HI i valori di fondo dell'ammoniaca sopra citata, viene riportato in nella tabella sottostante il valore ottenuto per il Comune ove sono attesi HI-HQ da progetto più elevati.

Come risulta evidente dalla tabella successiva i valori calcolati considerando le concentrazioni di background rimangono ampiamente inferiori alle soglie di accettabilità.

Inquinante	Comune	Risultati della modellazione CESI ($\mu\text{g}/\text{m}^3$) – Fase 2	Valori di fondo ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	HQ (NH_3)	HI (considerando le polveri come PM 10)	HI (considerando le polveri come PM 2.5)
NH_3	La Spezia	$3,28 \times 10^{-1}$ <i>Media annuale</i>	1 <i>Media annuale</i>	$2,66 \times 10^{-3}$	$1,57 \times 10^{-2}$	$1,66 \times 10^{-2}$

Tabella: HQ-HI comprensivi dei valori di fondo dell' NH_3

Andando invece ad utilizzare il valore sopra richiamato di RfC per l' NH_3 pari a $14.000 \mu\text{g}/\text{m}^3$ (TLV per esposizione ad 8 ore individuato dal D.Lgs. 81/08), si ottengono i risultati presentati in Tabella di seguito riportata.

In questo caso, il valore di background calcolato dalle stime modellistiche del modello europeo CAMS “*European air quality forecasts, Ensemble*” relativamente all’anno 2019 (Massimo della concentrazione media giornaliera) è pari a 4,96 $\mu\text{g}/\text{m}^3$.

Anche in questo caso, come indicazione sintetica dei risultati ottenibili includendo nel calcolo di HQ e HI i valori di fondo dell’ammoniaca sopra citata, viene riportato nella tabella seguente il valore ottenuto per il recettore rappresentativo ove sono attesi HI-HQ da progetto più elevati. I valori calcolati, considerando le concentrazioni di background, rimangono ampiamente inferiori alle soglie di accettabilità.

Inquinante	Recettore rappresentativo	Risultati della modellazione CESI ($\mu\text{g}/\text{m}^3$) – Fase 2	Valori di fondo ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	HQ (NH_3)	HI (considerando le polveri come PM 10)	HI (considerando le polveri come PM 2.5)
NH_3	Amoa	3,49 <i>Massimo della media giornaliera</i>	4,96 <i>Massimo della concentrazione e media giornaliera</i>	$6,04 \times 10^{-4}$	$1,32 \times 10^{-1}$	$1,38 \times 10^{-1}$

HQ-HI comprensivi dei valori di fondo dell’ NH_3 – esposizione acuta

12. *Relativamente all’indagine ecotossicologica, per evidenziare gli eventuali impatti sulla salute non attesi derivanti da esposizione multipla a inquinanti chimici anche a bassi livelli, si richiede di presentare un piano per l’effettuazione dei saggi ante-operam, da ripetere, con frequenza almeno annuale, in fase di monitoring:*

- a) per l’ecosistema acquatico;*
- b) per l’ecosistema terrestre;*
- c) per l’ecosistema marino costiero (ove è presente attività di mitilocoltura).*

Risposta:

Come richiesto si allega il Piano di Monitoraggio delle Indagini ecotossicologiche (La Spezia_Allegato – punto 12_indagine ecotossicologica) che comprende le tipologie di indagini previste sulle diverse matrici (ecosistema acquatico, ecosistema terrestre, ecosistema marino costiero), le stazioni di campionamento e le frequenze relative alla fase ante e post operam.

13. *Per il profilo di salute, il proponente dovrà progettare uno studio epidemiologico a coorte storica, da svolgersi 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:

Il documento allegato La Spezia_Allegato – punto 13_studio epidemiologico 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 allegato è stato inviato con nota ENEL-PRO-15/04/2021-0005739 (La Spezia_Allegato – punto 13 - nota di trasmissione) con la disponibilità sin da subito ad approfondire con tavoli dedicati il progetto.

14. *Relativamente alla matrice rumore, per le verifiche strumentali, sono stati presi a riferimento i livelli statistici L95 delle misure effettuate. Tale parametro non è contemplato dalla normativa e non rappresenta un livello equivalente (livello sonoro mediato nel tempo come richiesto dalla normativa), ma un livello che può essere considerato rappresentativo del rumore prodotto dalla centrale, soltanto nell’ipotesi che la centrale stessa generi un livello costante e che le altre sorgenti siano presenti per il 95% del tempo di misura, ipotesi queste non dimostrate nella relazione. Il DM 16/03/1998 e il DPCM 14/11/1997 fanno riferimento al livello ambientale, relativo a tutte le sorgenti presenti, ed al rumore residuo senza la presenza della sorgente specifica. Le elaborazioni e le valutazioni eseguite fanno riferimento invece ai soli contributi della centrale esistente e di quella in progetto. Ciò non consente una corretta valutazione degli affetti cumulativi e del criterio differenziale. Pertanto risulta necessario elaborare il modello matematico prendendo in considerazione tutte le sorgenti presenti, calibrandolo con i risultati delle misure svolte e valutando sia gli effetti cumulativi di tutte le sorgenti di rumore, sia il contributo della sorgente specifica costituita dalla centrale in progetto. Analogamente la verifica del rispetto del limite differenziale di immissione e della sua applicabilità dovrà essere elaborata in maniera coerente al DPCM 14/11/1997, articolo 4, comma 2 (verifica del livello ambientale a finestre chiuse ed aperte) e, in relazione agli impianti a ciclo produttivo continuo DM 11/12/1996, alla circolare del Ministero dell’Ambiente 6/09/2004. Infine il programma di monitoraggio ambientale in esercizio dovrà essere concordato con l’ARPA Liguria per la determinazione dei ricettori da considerare e delle grandezze acustiche da valutare e contemplare verifiche del rispetto del criterio differenziale per i ricettori più esposti, nonché della presenza di componenti tonali penalizzanti.*

Risposta:

Come richiesto sono stati effettuati ulteriori approfondimenti in merito alla matrice rumore.

In particolare, in merito alla “verifica dei limiti” usando il parametro L_{Aeq} , è stata effettuata la rivalutazione/analisi i cui risultati sono positivi riconfermando il rispetto dei limiti assoluti e differenziali.

Infine, si conferma che il programma di monitoraggio ambientale in esercizio verrà concordato con l’ARPA Liguria prima dell’inizio dell’entrata in esercizio della nuova unità a gas.

Per maggiori dettagli si rimanda all’allegato: La Spezia_Allegato – punto 14.

2. PARTE II

2.1. INTEGRAZIONI VOLONTARIE

2.1.1. MODIFICHE ALLA CONNESSIONE ALLE RETE DI TRASPORTO NAZIONALE

In riferimento alla documentazione progettuale già presentata e in particolare in merito alla connessione con la rete di trasporto nazionale si conferma e si precisa che:

1. nella prima fase ciclo aperto (OCGT) del progetto proposto di sostituzione della unità esistente SP3, si renderà necessario prevedere la realizzazione di un nuovo stallo (GIS o Ibrido), come riportato nel layout allegato "La Spezia_1_layout con percorso cavo AT" posizionato in prossimità della sezione 3, collegato all'interruttore blindato in uscita al trasformatore Step-Up della TG tramite cavo AT. La connessione in rete sarà realizzata tramite un secondo interruttore blindato così come riportato nello schema unifilare "La Spezia_2_PBCSP3001601". Il secondo interruttore permetterà di collegare alla linea esistente da 380 kV della sezione 3 che evacuerà l'intera potenza della TG (circa 560 MWe) sulla Linea 3.
2. nella seconda fase ciclo combinato (CCGT) la TV verrà collegata al GIS in uscita del trasformatore *step up* del TG tramite GIS come riportato nello schema unifilare "La Spezia_2_PBCSP3001601". L'evacuazione della potenza generata dall'intero ciclo combinato avverrà tramite una connessione in doppia linea utilizzando le linee esistenti 380 kV delle sezioni 3 e 2, come riportato nel layout allegato "La Spezia_1_layout con percorso cavo AT". Verrà perciò aggiunto un nuovo interruttore blindato ed esteso il portale delle sbarre di centrale esistenti per la connessione alla Linea 2.

Si precisa che sia nella prima che nella seconda fase non sono previste modifiche alle linee RTN da 380 kV esistenti, nel rispetto ed in coerenza con l'STMG accettata. In via precauzionale è stata comunque eseguita una verifica di compatibilità elettromagnetica relativa al nuovo cavo interrato di connessione tra lo stallo GIS in prossimità della sezione 3 e il GIS in uscita del trasformatore Step-Up della TG (vedi allegato La Spezia_3_PBCSP3003000 - Relazione CEM connessione).

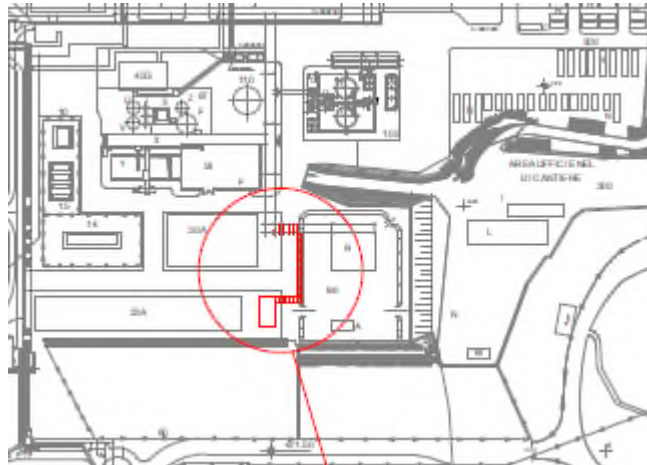
2.1.2. CALDAIA AUSILIARIA per salvaguardia SP3

- Sulla base delle indicazioni di Terna, il MISE a fine 2020 in risposta ad istanza presentata da Enel non ha autorizzato la richiesta di messa fuori servizio dell'unità SP3. A fronte di tale diniego, non essendo stata fornita alcuna indicazione circa le condizioni di ulteriore funzionamento della medesima unità, il gestore al fine di assicurare la garanzia del sistema elettrico dovrà garantire che tecnicamente l'unità a carbone abbia la possibilità di rimanere in esercizio fino alla data di autorizzazione della definitiva messa fuori servizio.

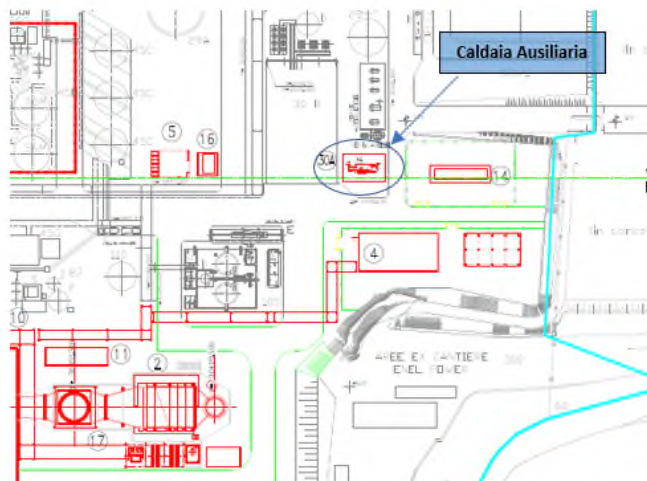
Si rende pertanto necessario prevedere un posizionamento temporaneo della nuova caldaia ausiliaria prevista per la nuova unità a gas SP5 su apposita fondazione;

- detta nuova caldaia ausiliaria avrà le seguenti principali caratteristiche: potenza 15 MWt, 20 t/h, CO \leq 100 mg/Nm³ e NOx \leq 50 mg/Nm³ - fumi secchi al 3% O₂

Nel seguito sono illustrate posizione temporanea e posizione definitiva. La durata dell’esercizio nella posizione temporanea sarà limitata strettamente al perdurare delle esigenze di Terna sopra rappresentante di disponibilità al servizio del gruppo a carbone SP3 durante la costruzione dell’unità a gas. Per maggiori dettagli si rimanda all’allegato La Spezia_Allegato_caldaia ausiliaria.



Caldaia Ausiliaria: posizione temporanea

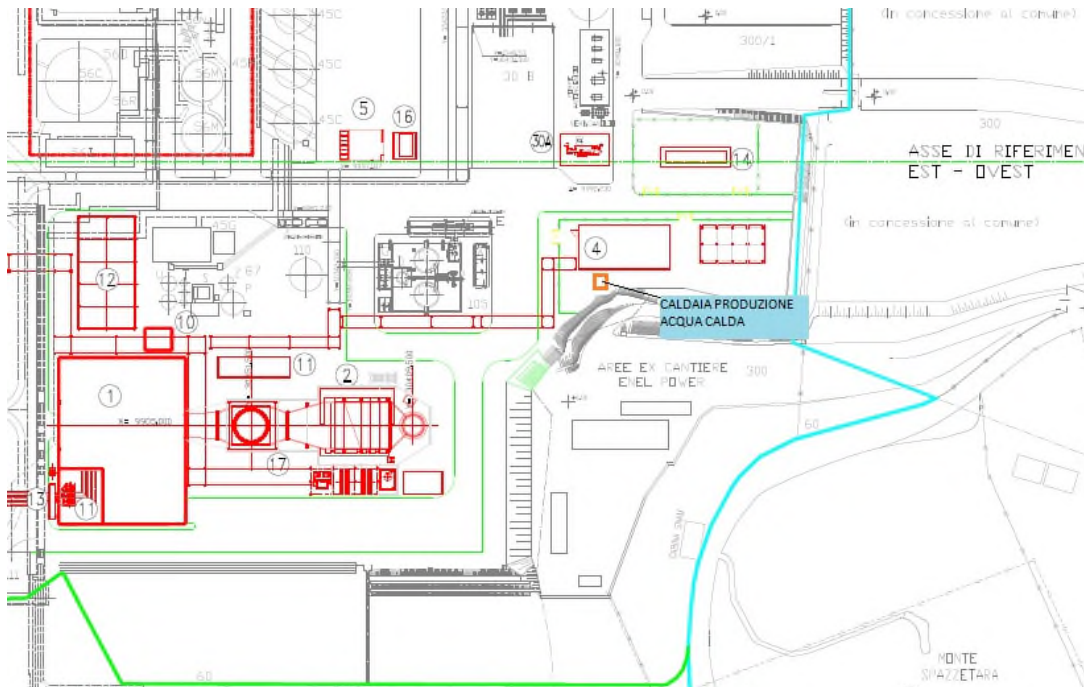


Caldaia Ausiliaria: posizione definitiva

2.1.3. PRODUZIONE ACQUA CALDA PER RISCALDAMENTO GAS METANO

A seguito delle interlocuzioni con i possibili fornitori e al fine di migliorare il processo, potrebbe rendersi necessario l’eventuale riscaldamento del metano per compensare la caduta di temperatura conseguente la riduzione di pressione che ha luogo nelle valvole di regolazione della stazione gas; pertanto tale riscaldamento verrà effettuato tramite una caldaia alimentata a metano avente

una potenza termica inferiore ai 2MWt, con un camino altezza inferiore ai 3 metri ubicata in prossimità dalla stazione REMI.



Posizione Caldaia Produzione Acqua Calda

2.1.4. EFFLUENTI IDRICI

Per quanto riguarda il trattamento delle acque acide/alcaline, con l'obiettivo di ottimizzare il riutilizzo delle strutture esistenti, verrà valutato il riutilizzo parziale delle strutture esistenti del sec, per la parte del solo pretrattamento. Si precisa che, come indicato nella documentazione di VIA (PBITC0002901 Par. 5.5), l'impianto SEC, inteso come concentrazione e cristallizzazione degli effluenti non verrà più utilizzato.

Si precisa inoltre che lo scarico dell'acqua trattata dall'ITAO (SF1 Punto 2) sarà discontinuo in funzione delle condizioni di piovosità e di esercizio.

Per quanto riguarda gli scarichi dal punto SF1 Punto 3, in coerenza con la documentazione di VIA (PBITC0002901 tab. IV), si precisa che in caso di ciclo aperto la portata indicata (5,5 m³/h) è da considerarsi come valore di picco durante l'uso del Fogging (sporadico). Nel ciclo combinato si tratta di un valore medio con la possibilità di avere dei picchi in caso di utilizzo del sistema Fogging (sporadico).

2.1.5. SCARICHI ACQUE IN FASE DI CANTIERE

Nell'ottica di ottimizzare la gestione ambientale durante la fase di cantiere e con riferimento alle acque di aggotamento (Par. 7.3.3 Relazione Progettuale PBITC0002901), che potranno generarsi durante le attività sotto quota campagna, si precisa quanto segue:

- l'acqua che si formerà nel fondo sarà aspirata mediante sistemi di pompaggio e inviata ad un sistema di accumulo per campionamento e relativa caratterizzazione.

A seguito della caratterizzazione saranno possibili questi scenari:

1. dai risultati della caratterizzazione l'acqua stoccata ha una composizione compatibile con il suo utilizzo come acqua industriale, questa sarà impiegata o per usi di cantiere o riutilizzata nelle normali operazioni di Centrale;
2. dai risultati della caratterizzazione l'acqua stoccata non ha una composizione compatibile con il suo utilizzo come acqua industriale, questa sarà inviata o al ITAR di Centrale o ad un sistema trattamento mobile da installarsi in cantiere, e solo successivamente, previo ulteriore caratterizzazione e definita idoneità, il contenuto verrà inviato a mare nel punto di scarico già autorizzato in ambito AIA;
3. dai risultati delle analisi non si evincono superamenti dei limiti previsti dal D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii., il contenuto potrà essere inviato direttamente allo scarico (di cui al punto 2);
4. dai risultati delle analisi il contenuto viene ritenuto non conforme per la sua gestione nell'impianto di trattamento o per gli altri scopi di cui ai punti precedenti, in questo caso il contenuto verrà gestito come rifiuto liquido ed inviato tramite autobotti ad impianti di trattamento idonei ed autorizzati. La gestione come rifiuto liquido potrà essere effettuata anche nell'eventualità che vi siano problemi di stoccaggio presso il serbatoio di raccolta.

2.1.6. GRUPPO ELETTROGENO

Con riferimento alla Relazione Progettuale allegata allo Studio di Impatto Ambientale (documento PBITC0002901 – Relazione Progettuale - par. 6.5.1.12), si precisa che i gruppi elettrogeni esistenti sono 2 unità, anziché 1.

Al fine di preservare l'alimentazione di emergenza per i servizi comuni della centrale, i gruppi elettrogeni esistenti potranno rimanere in esercizio anche dopo la realizzazione della nuova unità a gas che, come riportato nella relazione progettuale, avrà anch'essa un suo gruppo elettrogeno.

Relativamente ai gruppi elettrogeni esistenti, si valuterà come alternativa di sostituirli con un solo gruppo di taglia più piccola che affiancherà quello previsto per la nuova unità a gas.

3. PARTE III

3.1. INTEGRAZIONI IN RISPOSTA AL PARERE FORMULATO DELL'ISTITUTO SUPERIORE DI SANITA' (ISS) - Nota prot.n.24331 del 14.07.2020

In riferimento alle richieste da parte dell'Istituto Superiore di Sanità ISS si allega il documento di dettaglio La Spezia_integrazioni_parere_ISS.