



Centrale di Brindisi "Federico II"

Sostituzione delle unità a carbone esistenti con nuove unità a gas presso la centrale termoelettrica di Brindisi Sud Federico II

Integrazioni e chiarimenti



PARTE I

**RICHIESTA INTEGRAZIONI RICEVUTE DA PARTE DELLA CTVIA
Nota MiTE prot.n.39020 del 15.04.2021, allegato nota CTVIA n.1838
del 09.04.2021**

Indice

1.	PARTE I	4
1.1.	RICHIESTA INTEGRAZIONI RICEVUTE DA PARTE DELLA CTVIA - Nota MiTE prot.n.39020 del 15.04.2021, allegato nota CTVIA n.1838 del 09.04.2021.....	4
2.	PARTE II - Integrazioni richieste da terzi	47
2.1.	INTEGRAZIONI AL COMUNE DI BRINDISI.....	47
2.2.	INTEGRAZIONE ALL’AUTORITÀ DI BACINO DISTRETTUALE.....	47
2.3.	PARTE III	48
2.4.	INTEGRAZIONI VOLONTARIE	48
2.4.1.	Opera connessa	48
2.4.2.	Ottimizzazioni	48
2.4.3.	PRODUZIONE ACQUA CALDA PER RISCALDAMENTO GAS METANO	49
2.4.4.	COMPATIBILITA’ ELETTROMAGNETICA CONNESSIONE ALLA RTN	49
2.4.5.	PRECISAZIONE SU QUANTITA’ E INTERFERENZE INDOTTE	50
3.	PARTE IV	51
3.1.	INTEGRAZIONI IN RISPOSTA AL PARERE FORMULATO DALL’ISTITUTO SUPERIORE DI SANITA’ (ISS) – NOTA PROT. N.0024832 DEL 17.07.2020	51

1. PARTE I

1.1. RICHIESTA INTEGRAZIONI RICEVUTE DA PARTE DELLA CTVIA - Nota MiTE prot.n.39020 del 15.04.2021, allegato nota CTVIA n.1838 del 09.04.2021

1. *Analisi delle alternative tecnologiche: 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 condizionata 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. *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;*
 - b. *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;*
 - c. *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;*
 - d. *contenere le emissioni di CO che in fase 3, su alcuni recettori sensibili determinano un incremento, seppur modesto delle concentrazioni massime al suolo. Considerando che le emissioni di CO costituiscono una buona proxy delle emissioni dei microinquinanti non modellizzati, la riduzione delle concentrazioni di CO su tutti i recettori sensibili, garantirebbe una riduzione presso questi ultimi della concentrazione in atmosfera di detti microinquinanti.*

Risposta:

La realizzazione delle nuove 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 Italia"¹ pubblicato nel 2019 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.

¹ https://download.terna.it/terna/Rapporto%20Adeguatezza%20Italia%202019_8d71cb7ff32ad37.pdf

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.*

Ad 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.

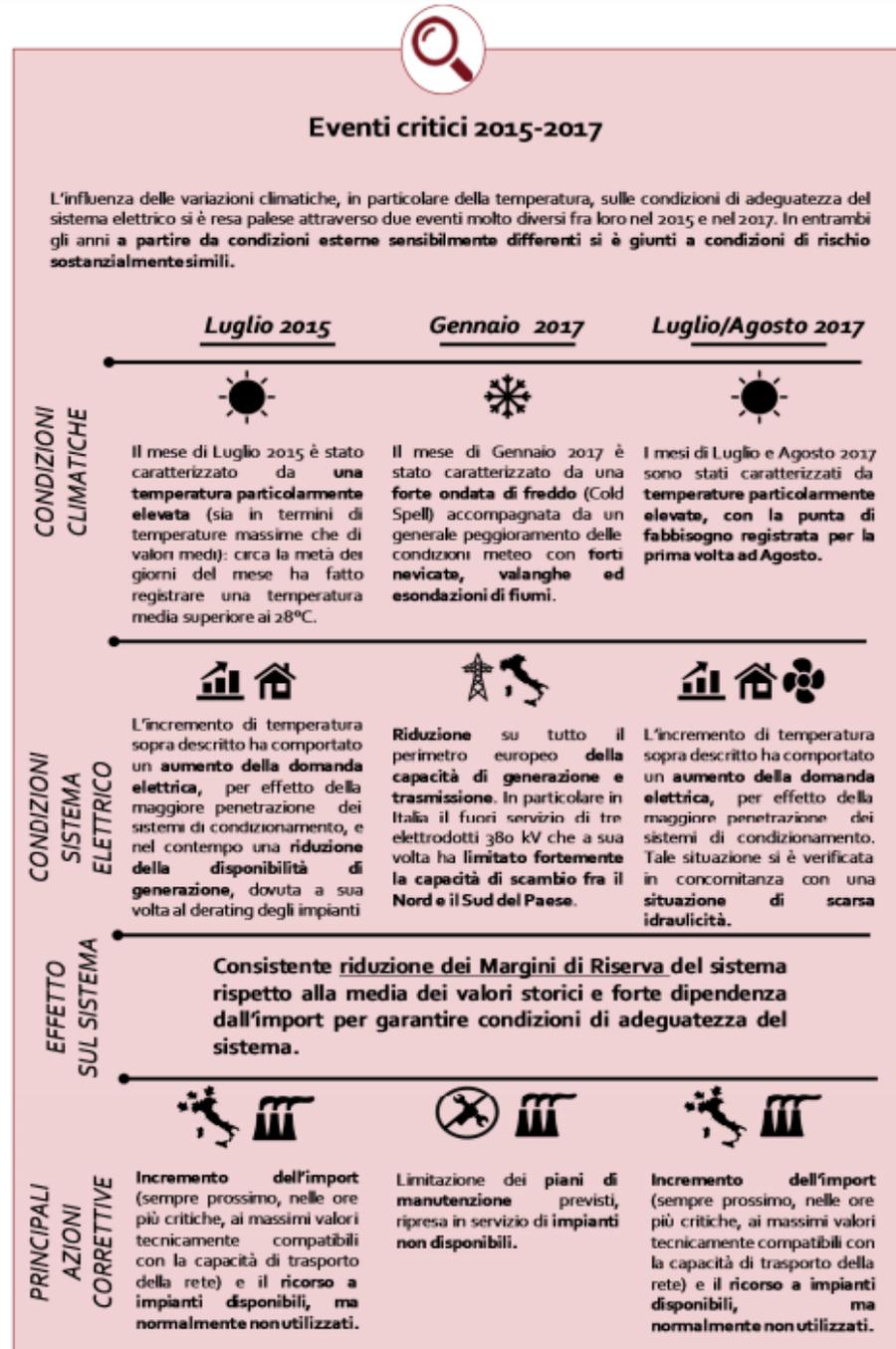
*Contestualmente all’evoluzione dello scenario energetico anche la misura dell’adeguatezza si è evoluta, considerando, sempre di più, nell’analisi il contributo di nuove risorse di flessibilità quali gli accumuli (pompaggi idrici e/o accumuli elettrochimici, sia utility scale che distribuiti) e lo sviluppo 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 15.000 MW 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 blackout.

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.



Eventi Critici 2015-2017– “Rapporto di Adeguatezza Italia”² – Terna (2019)

Il *trend* crescente di eventi critici potrà essere 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 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 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. 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 Italia” 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”**.

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**

² https://download.terna.it/terna/Rapporto%20Adeguatezza%20Italia%202019_8d71cb7ff32ad37.pdf

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 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 delle nuove unità a gas a Brindisi 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.

Infine, secondo il rapporto di adeguatezza di Terna, nello scenario PNIEC, gli impianti a gas dovranno essere dislocati principalmente nella zona Nord (poco più del 60%) e in misura minore nel Centro, nel Sud e in Sardegna. In linea con tali valutazioni, le nuove unità a gas di Brindisi sono pensate con ottica modulare in ciclo aperto/ciclo combinato per rispondere in maniera flessibile alle esigenze di nuova capacità del sistema, e in tutte le configurazioni in riduzione rispetto alla capacità elettrica e termica attualmente installata nel sito.

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”³ ed il confronto con configurazioni basate su diverse taglie di TG disponibili sul mercato (fonte Gas Turbine World 2020)⁴.

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 le nuove unità a gas
Efficienza Turbine a Gas	~32%	~36.5%	~39.5%	41%
Efficienza Ciclo Combinato	~53%	~53.6%	~59.2%	61%

³ https://www.isprambiente.gov.it/files2020/pubblicazioni/rapporti/Rapporto317_2020.pdf

⁴ 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.

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 Brindisi 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, l’approccio modulare proposto, con la possibilità di installazione di una turbina in ciclo aperto, due turbine in ciclo aperto o l’assetto ciclo combinato consente di avere la massima flessibilità rispetto alle esigenze di nuova capacità del sistema elettrico.

Si fa presente, infine, che, come già specificato nell’introduzione della Relazione Progettuale allegata allo Studio di Impatto Ambientale, la potenza elettrica del nuovo impianto, in fase ciclo combinato, potrebbe subire un aumento dai 1680 MWe indicati preliminarmente fino a 1730 MWe per tenere conto dell’ulteriore sviluppo tecnologico in corso per le nuove turbine a gas di classe H. A tale riguardo si evidenzia che l’eventuale incremento di potenza elettrica non influirà sul valore di potenza termica del nuovo impianto, che si conferma pari a 2700 MWt, né sulle emissioni (concentrazioni e massiche) già presentate nella documentazione autorizzativa.

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 Brindisi un insieme di soluzioni che integrano sul sito lo sviluppo delle fonti rinnovabili e BESS che verranno autorizzati con iter distinti dal procedimento del gas e che fanno parte di un progetto di riqualificazione generale del sito che viene descritto nelle risposte ai punti 7 e 8, cui si rimanda per maggior dettaglio.

- **In merito alla richiesta formulata nel punto a), 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 un’elaborazione Enel di possibile evoluzione 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 (BESS, etc) e i flussi di import/export.

Scenari di generazione FER e GAS – Elaborazioni Enel	Scenario A - Scenario FER PNIEC 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 per coprire la quota residua di domanda non soddisfatta dalle rinnovabili che risulta, al 2030 pari a circa il 30% nello scenario a più elevata penetrazione di FER.

Le unità di Brindisi in questo quadro svolgeranno 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, sostituiranno parte della produzione degli impianti meno efficienti e performanti.

Si precisa inoltre che, nella fase in ciclo combinato, l’impianto potrà essere esercito 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 delle unità, limitando il fuori servizio e venendo incontro a particolari esigenze della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

La mancata realizzazione delle nuove unità a Gas di Brindisi 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 delle nuove unità a gas di Brindisi.**

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

Per ciò che concerne gli impatti attesi dalla realizzazione ed esercizio delle nuove 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 cautelativo dal punto di vista ambientale, ovvero di massimo impatto potenziale ai fini della valutazione.

Per tutte le condizioni di funzionamento, gli impatti attesi dalle nuove 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 contributo dell’impianto attuale secondo la sua reale attività, oltre ai 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 riduzione per NO_x, CO e NH₃ ed in particolare si evidenzia l’annullamento delle emissioni di SO₂ e PTS.

Al fine di consentire il significativo abbattimento delle emissioni di NOx nella configurazione in ciclo combinato, verrà installato un catalizzatore SCR che permetterà di ottenere livelli di performance ambientali elevatissime.

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 massimo carico, come già indicato nel SIA, le emissioni dell’impianto di Brindisi 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 c), 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 a consentire la gestione in sicurezza del sistema elettrico. Pertanto, 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 corrisponda ad una riduzione delle immissioni pari al contributo stimato nell’Allegato A al SIA nello scenario definito “attuale”. Tali stime sono da considerarsi 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. Parimenti, il clima acustico dello scenario 2025 non sarà perturbato in modo significativo dal contributo delle nuove 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 il contesto emissivo nel quale si inserisce la Centrale di Brindisi, come dettagliato nell'allegato C “Valutazione di impatto acustico” dello Studio di Impatto Ambientale presentato congiuntamente all'istanza di richiesta autorizzazione nel quale si riportano i risultati della simulazione modellistica previsionale del rumore effettuata per le nuove unità.

**Tabella 12 – C.le di Brindisi - Nuova unità B54 – Scenario Futuro -
Confronto con i limiti di emissione – Valori in dB(A)**

Punto	$L_{B51,max}$ Contributo massimo nuova unità	Limite di emissione Diurno / Notturno (DPCM 14/11/97)
PR01	< 30	55 / 45
PS03	< 30	50 / 40

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.

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

Il progetto nella sua Fase 3 in ciclo combinato (CCGT) garantirà la produzione di energia elettrica alla massima condizione di efficienza e performance ambientale, secondo le migliori tecnologie *Best Reference Technologies (BReF)* ad oggi disponibili sul mercato. In particolare, riguardo alle emissioni di CO il progetto proposto consentirà di ridurre le emissioni attuali passando da un valore limite di 80 mg/Nm³ su base annuale per le unità esistenti a carbone, alle performance attese di 30 mg/Nm³ su base annuale.

Considerando quanto espresso, nonché quanto evidenziato nei punti precedenti in merito alla scelta della taglia del turbogas proposto ed alla possibilità che una produzione anche parziale sia basata sulle fonti rinnovabili, nel seguito si effettuano alcune considerazioni in merito allo scostamento marginale della concentrazione di CO previsto dalla stima modellistica su alcuni recettori sensibili per la Fase 3 del progetto in ciclo combinato.

Innanzitutto è opportuno richiamare la Tabella 4.2.12 – “Stima modellistica delle concentrazioni in aria ambiente dei macroinquinanti nel punto di massima ricaduta” riportata nell'Allegato A “Emissioni degli inquinanti in atmosfera e valutazione delle ricadute sulla qualità dell'aria” (protocollo

B9014357) allegato allo Studio di Impatto Ambientale inviato congiuntamente all'istanza, che consente di valutare come le ricadute per la Fase 3 in ciclo combinato per la massima concentrazione media su 8 ore di CO siano stimate sostanzialmente invarianti rispetto all'attuale configurazione di impianto e su valori assolutamente trascurabili rispetto al relativo limite normativo (pari a 10 mg/m^3):

- sia nel **punto di massima ricaduta** (da 0.102 mg/m^3 a 0.105 mg/m^3)
- sia in **termini di concentrazione media** su tutta l'area di interesse (da 0.016 mg/m^3 a 0.013 mg/m^3).

Gli scostamenti marginali e puntuali di CO su alcuni recettori discreti con riferimento alle stime riportate in Tabella 4.2.30 sono compresi, non considerando quelli in riduzione, tra 0.003 mg/m^3 e 0.010 mg/m^3 . Con maggior dettaglio, i recettori per cui non si stimano decrementi (Tabella 4.2.30 "Stima modellistica delle concentrazioni in aria ambiente in corrispondenza dei recettori sensibili. Differenza tra scenario di Progetto fase 3 e scenario Attuale" del succitato Allegato A) sono:

- Massima concentrazione media su 8 ore CO
 - Campo di mare: da 0.006 mg/m^3 (attuale) a 0.008 mg/m^3 (Fase 3-CCGT), **variazione di $+0.002 \text{ mg/m}^3$**
 - Lendinuso: da 0.006 mg/m^3 (attuale) a 0.016 mg/m^3 (Fase 3-CCGT), **variazione di $+0.010 \text{ mg/m}^3$**
 - Torre San Gennaro: da 0.005 mg/m^3 (attuale) a 0.009 mg/m^3 (Fase 3-CCGT), **variazione di $+0.004 \text{ mg/m}^3$**
 - Presepe: da 0.011 mg/m^3 (attuale) a 0.018 mg/m^3 (Fase 3-CCGT), **variazione di $+0.007 \text{ mg/m}^3$**
 - Zona Canuta: da 0.006 mg/m^3 (attuale) a 0.014 mg/m^3 (Fase 3-CCGT), **variazione di $+0.008 \text{ mg/m}^3$**

Tali scostamenti puntuali sono da ritenersi assolutamente "non significativi" (ininfluenti), in accordo alle Linee Guida VIA ANPA 2001 (sebbene tale indicazione non sia più presente nell'aggiornamento del 2018), poiché il loro effetto sull'ambiente non è distinguibile dagli effetti preesistenti in quanto non comportano variazioni apprezzabili di concentrazioni in aria degli inquinanti se paragonate con le fluttuazioni esistenti dei livelli di qualità dell'aria presenti sul territorio.

Ciò si verifica in rapporto:

- al valore limite sulla qualità dell’aria complessiva previsto dalla normativa (10 mg/m³);
- allo stato attuale della qualità dell’aria registrato dalla RRQA nella postazione di S. Maria Cerrate, la sola che monitora tale inquinante con un valore di 1.27 mg/m³ (come argomentato anche al paragrafo 4.2.5.3.2 *Ricadute nel punto di massima ricaduta comprensiva della concentrazione di fondo* del già citato Allegato A allo Studio di Impatto Ambientale).

Un ulteriore elemento da considerare è che tali scostamenti puntuali sono stimati assumendo cautelativamente nel modello l’involuppo delle condizioni più sfavorevoli possibili (ipotizzando un funzionamento costante e continuo per tutto l’anno e a carico nominale in assetto a ciclo combinato per le unità BS1A e BS1B). Nell’effettivo esercizio il funzionamento del ciclo combinato dipenderà dalle richieste della rete elettrica e potranno quindi occorrere periodi in cui le unità non saranno chiamate a esercire, saranno operate in ciclo combinato a carico parziale, saranno soggette in determinati periodi a fermo prolungato per manutenzione programmata oppure potranno infine essere esercite in ciclo aperto in ragione di particolari esigenze della rete elettrica nazionale. A tale proposito si ricorda come in tutte le altre fasi di progetto e in particolare nella Fase 2 con i due gruppi operanti in ciclo aperto, si riscontrano sempre un miglioramento generale delle ricadute di CO anche in corrispondenza di questi recettori come indicato nella tabella di seguito riportata:

Concentrazione e massima giornaliera media su 8 ore [mg/m ³]	Valore limite	RRQA (S. Maria Cerrate)	Contributo Centrale BS Attuale	Contributo Centrale BS Fase 2	Contributo Centrale BS Fase 3
Campo di mare	10	1.27	0.006	0.002	0.008
Lendinuso			0.006	0.003	0.016
Torre San Gennaro			0.005	0.002	0.009
Presepe			0.011	0.003	0.018
Zona Canuta			0.006	0.003	0.014

È necessario evidenziare, infine, che il valore proposto per l’emissione di CO rappresenta per questa tipologia di macchine un ottimo tecnico essendo la stessa caratterizzata da valori emissivi molto bassi a carichi elevati del macchinario, che aumentano al ridursi del carico. Quindi, limiti inferiori rischierebbero di compromettere la flessibilità dell’impianto, determinando la necessità di avviare e fermare più frequentemente il medesimo. Si fa presente, inoltre, che Enel ha anche valutato in sede di

definizione della configurazione di progetto la soluzione di ricorrere all’adozione di trattamenti catalitici nei generatori di vapore a recupero per poter conseguire una ulteriore riduzione del CO emesso nel funzionamento in ciclo combinato, decidendo però in tale sede di non adottarla, oltre che per le ragioni già precedentemente esposte, anche in considerazione del fatto che la stessa avrebbe dato comunque un contributo alla riduzione dell’inquinante a carichi medio-elevati e avrebbe inficiato le prestazioni e l’efficienza dell’impianto (è stata infatti valutata in questa configurazione una riduzione della potenza producibile dal ciclo combinato dell’ordine dei 2 MW con un decremento conseguente anche se modesto del rendimento e un corrispondente lieve aumento dell’emissione di CO₂ in tutte le modalità di funzionamento).

Riduzione di taglia del Progetto - CONFIGURAZIONE 1TG+1TV

Come richiesto dalla Commissione Tecnica VIA, con lo scopo di rispondere ad eventuali esigenze di riduzione complessiva della taglia del nuovo impianto a gas e dei relativi impatti assoluti del progetto nel sito di Brindisi, Enel propone, in alternativa a quanto sopra esposto con la configurazione di progetto 2+1, di valutare la riduzione di capacità produttiva sulla base di una configurazione in ciclo combinato che considera una sola turbina a gas.

In allegato “BS_Allegato_punto_1_Configurazione 1+1_Addendum Relazione progettuale”, nel quale si riporta la descrizione tecnica del progetto di sostituzione delle esistenti unità a carbone di Brindisi con una nuova **unità di produzione dotata di una sola Turbina a Gas**, piuttosto che due, da cui consegue all’incirca un dimezzamento della potenza del futuro impianto a gas proposto. Congiuntamente è stato sviluppato l’“Addendum - configurazione 1+1” allo Studio di Impatto Ambientale (Allegato “BS_Allegato_punto_1_Configurazione 1+1_Addendum al SIA”) inviato con l’istanza di richiesta di autorizzazione, con lo scopo di analizzare e valutare i potenziali impatti derivanti dalla realizzazione ed esercizio della configurazione con riduzione di potenza e quindi presentare in modo completo ed esaustivo la configurazione alternativa, ai fini della sua valutazione.

Nel seguito le differenze progettuali:

Configurazione 2+1	Configurazione 1+1
Progetto proposto in istanza	Alternativa di progetto
FASE 1 (1OCGT), FASE 2 (1+1 OCGT) e FASE 3 (2+1 CCGT)	FASE 1 (1OCGT) e FASE 2 (1+1 CCGT)
2 turbine a gas e relative caldaie a recupero (GVR) che si collegano a una sola turbina a vapore.	1 turbina a gas e una caldaia a recupero che si collegherà ad una turbina a vapore.

Le soluzioni tecniche e tecnologiche sono identiche, mantenendo le caratteristiche di progetto principali invariate a meno della riduzione della taglia complessiva dell'impianto.

Anche nella soluzione con riduzione di taglia, le unità a carbone saranno poste fuori servizio prima dell'entrata in servizio della nuova unità.

Rispetto alla stima e alla valutazione degli impatti condotta nell'ambito dello Studio di Impatto Ambientale della configurazione 2+1 presentata nell'istanza, si ravvisa una ulteriore riduzione degli impatti rispetto all'assetto attuale a carbone. I risultati delle analisi hanno quindi confermato la compatibilità del progetto con le diverse componenti ambientali.

La configurazione progettuale 1+1 qui proposta, date le sue caratteristiche dimensionali ridotte e operando in riduzione rispetto alla configurazione presentata in istanza (2+1), in particolare per le fasi 2 e 3 di quest'ultima, **comporta impatti ambientali inferiori rispetto a quelli identificati per il progetto proposto in configurazione 2+1**, già valutati non significativi, con particolare riferimento alle componenti qualità dell'aria, clima acustico e paesaggio, confermando i miglioramenti rispetto all'esercizio attuale dell'impianto e conseguendo i miglioramenti auspicati dalla richiesta di integrazioni.

In particolare:

- Sono stimate riduzioni delle ricadute su tutti i parametri di legge e su tutti i recettori, situazione migliorativa anche rispetto alla Fase 3 del progetto originario (i due gruppi BS1A e BS1B in CC) analizzata nel SIA presentato nell'istanza. Dal punto di vista della localizzazione delle aree di maggiore impatto, in generale, pur queste variando in funzione dell'inquinante e della tipologia del parametro statistico rappresentato, si può individuare una zona maggiormente interessata dalle ricadute nell'area posta entro qualche chilometro nell'entroterra a Sud e Sud-Ovest rispetto alla Centrale. Dall'analisi e dal confronto dei due scenari di progetto "Fase 3" della configurazione 2+1 e "Fase 2" dell'alternativa 1+1 in merito alla concentrazione media annua di NO_x, emerge che:
 - lo scenario "Fase 3" 2+1 mostra un'area di circa 3 km di estensione con contributi stimati superiori a 0,5 µg/m³, a Sud-Sud-Ovest della Centrale, dove la concentrazione massima è di 0,73 µg/m³, mentre il resto del territorio presenta concentrazioni inferiori;
 - lo scenario "Fase 2" 1+1 mostra un'area di circa 3 km di estensione con contributi stimati superiori a 0,2 µg/m³, a Sud-Sud-Ovest della centrale, nella stessa posizione dello scenario "Fase 3", ma dove la concentrazione massima è di 0,35 µg/m³, mentre il resto del territorio presenta concentrazioni inferiori;
 - nello scenario "Fase 3" 2+1 l'area della ZSC IT9140001 è interessata da concentrazioni che vanno da 0,2 µg/m³ a 0,5 µg/m³;

- nello scenario "Fase 2" 1+1 l'area della ZSC IT9140001 è interessata da concentrazioni al più di $0,2 \mu\text{g}/\text{m}^3$;
- lo scenario "Fase 2" 1+1 presenta in linea di massima valori dimezzati rispetto allo scenario "Fase 3" 2+1.
- Il ridotto livello dei contributi alle immissioni al suolo nel nuovo assetto costituisce un elemento migliorativo sulla componente biodiversità rispetto alla situazione attuale e anche alla configurazione progettuale inizialmente proposta in istanza.
- Dal punto di vista dell'impatto acustico, sono stati confrontati i livelli calcolati dal modello previsionale acustico sugli stessi punti per la Fase 2 del progetto alternativo 1+1 con la Fase 3 del progetto presentato in istanza di VIA (2+1). I livelli calcolati dal modello per gli scenari indicati mostrano ampie differenze, pari mediamente a 2 dB, tra le previsioni per la Fase 2 della soluzione 1+1 e la Fase 3 della soluzione 2+1; infatti, il confronto tra le curve isofoniche di immissione specifica tra la Fase 3 della configurazione 2+1 (All.C_SIA, Fig.7) e la Fase 2 della configurazione 1+1 (Fig. 5.3.5 dell'Addendum) mostra una generale riduzione delle aree circoscritte dalle curve omologhe e una riduzione del contributo della Centrale al rumore ambientale nell'area circostante.
- Dal punto di vista paesaggistico la minore occupazione di superfici, seppur di carattere industriale e, soprattutto, i significativi minori volumi previsti dalla configurazione 1+1 qui proposta, consentono di valutare migliorativa la soluzione alternativa proposta, in particolare da distanze ravvicinate.
- Per le altre componenti e fattori ambientali si conferma la compatibilità del progetto, con effetti ambientali trascurabili che non determineranno modifiche allo stato di qualità del sistema ambientale coinvolto.

Va infine evidenziato che, per quanto riguarda l'opera connessa del metanodotto, il dimensionamento considerato per il progetto di taglia 2+1 (2 TG e 1 TV) è valido anche per il caso 1+1 (1 TG e 1 TV). In particolare, l'eventuale riduzione di diametro per il trasporto della portata ridotta sarebbe minima, da 20" - DN 500 a 16" - DN 400, Pertanto, si ritiene di confermare la taglia da 20" - DN 500 nonché la validità della documentazione relativa al metanodotto, presentata in tal senso; eventuali affinamenti verranno effettuati con il progetto esecutivo.

2. *Con riferimento ai recettori sensibili, considerata la presenza di alcuni di questi nell'elenco dei comuni interessati dalle procedure di infrazione comunitaria n. 2014/2147 del 10 luglio 2014 o n. 2015/2043 del 28 maggio 2015 per la non ottemperanza dell'Italia agli obblighi previsti dalla direttiva 2008/50/CE sulla qualità dell'aria, occorre che il proponente discuta tutti gli apporti delle diverse sorgenti che*

hanno contribuito alle concentrazioni di PM10 oggetto dell’infrazione evidenziando l’entità dell’impatto della centrale.

Risposta:

In merito al contributo alle concentrazioni di PM10 sul territorio, è opportuno richiamare la Tabella 4.2.12 – “Stima modellistica delle concentrazioni in aria ambiente dei macroinquinanti nel punto di massima ricaduta” riportata nell’Allegato A “Emissioni degli inquinanti in atmosfera e valutazione delle ricadute sulla qualità dell’aria” (protocollo B9014357) allegato allo Studio di Impatto Ambientale inviato congiuntamente all’istanza, che consente di valutare il massimo contributo atteso per la Centrale Termoelettrica di Brindisi Sud, sia nella configurazione attuale, sia in ciascuna fase di progetto per i due parametri previsti dal D.Lgs. 155 del 2010.

Le stime riportate nella citata tabella (e sintetizzate nella tabella seguente) quantificano un massimo contributo associato alla Centrale sia in termini di ricaduta nel punto di massimo impatto, sia in termini di ricaduta media su tutta l’area di interesse.

PM ₁₀ [µg/m ³]	Valore nel punto di massima ricaduta				Valore medio spaziale			
	Attuale	Fase 1	Fase 2	Fase 3	Attuale	Fase 1	Fase 2	Fase 3
Concentrazione Media annua	0.121	0.004	0.007	0.005	0.028	0.002	0.003	0.002
Giornaliera superata 35 volte/anno	1.096	0.012	0.024	0.018	0.226	0.005	0.010	0.007

L’Allegato A allo Studio di Impatto Ambientale riporta inoltre la concentrazione di fondo presente sul territorio stimata dalle registrazioni della postazione di qualità dell’aria “S. Maria Cerrate”, di tipo fondo rurale, localizzata a circa 13 km in direzione sud-est dalla Centrale (cfr. paragrafo 4.2.5.3.2 *Ricadute nel punto di massima ricaduta comprensiva della concentrazione di fondo*) che evidenzia una concentrazione media annua di 26 µg/m³ e una concentrazione media giornaliera superata 35 volte/anno di circa 40 µg/m³ (dati 2015). Tali valori corrispondono quindi alla somma di tutti i contributi delle sorgenti presenti sul territorio (incluso quello della Centrale nell’assetto attuale, il cui valore presentato nella tabella soprastante ne costituisce una stima cautelativa essendo riferito ad un esercizio continuativo a carico nominale per tutte le ore dell’anno), comprensivi anche degli apporti da aree esterne.

Dal confronto tra il fondo ed il contributo indotto dal progetto si rende evidente che quest'ultimo anche nel punto di massima ricaduta non sia significativo rispetto ai livelli di fondo di PM10 esistenti, poiché il loro effetto sull'ambiente non è distinguibile dagli effetti preesistenti in quanto non comportano variazioni apprezzabili di concentrazioni in aria degli inquinanti se paragonate con le fluttuazioni esistenti dei livelli di qualità dell'aria presenti sul territorio.

Ancora più trascurabile è pertanto il contributo atteso della Centrale in corrispondenza di recettori sensibili in cui si registrano livelli di PM10 superiori al fondo sia perché la Centrale vi concorre con un contributo inferiore a quello stimato nel punto di massimo impatto, sia perché la concentrazione di PM10 è appunto maggiore del livello di fondo, implicando contributi di sorgenti diverse dalla Centrale di Brindisi Sud.

Per la quantificazione della stima del contributo della Centrale sui recettori sensibili si rimanda al paragrafo 4.2.5.3.3 "Recettori sensibili" del già citato allegato A allo Studio di Impatto Ambientale.

L'origine delle elevate concentrazioni di PM10 rilevate in alcuni recettori sensibili del territorio è stato oggetto di approfonditi studi da parte dell'Autorità di controllo e di altri Istituti di Ricerca.

In uno studio ISAC-CNR del 2015 "*Source apportionment del PM10 nella Provincia di Brindisi in prossimità della Centrale Termoelettrica Federico II*" si riconosce un contributo totale della Centrale, riferita all'assetto attuale, come variabile tra il 2% ed il 4% del PM10, attribuendo i principali contributi ad altre sorgenti tra cui l'attività da combustione di biomasse (circa 25%), solfati non originati dalla Centrale (circa 20%), risollevarimento di polveri terrigene (circa 15%), traffico (circa 12%), aerosol marino (10%).

Il documento di ARPA Puglia del 2016 "*Centrale termoelettrica ENEL Produzione di Brindisi (Località Cerano) – emissioni in aria e ricadute - Convocazione in audizione di martedì 27 settembre 2016, ore 11 nell'ambito dell'Affare assegnato N. 385*" riporta che "*riguardo ai superamenti riscontrati dal modello sul territorio brindisino, si rileva che l'andamento delle concentrazioni medie giornaliere modellate estratte presso i comuni ha un andamento fortemente stagionale, con aumenti importanti nei periodi invernali. A supportare ciò anche l'esito delle attività di seguito indicate:*

- a) *l'analisi modellistica sulla composizione chimica del particolato, nella frazione PM10, che ha evidenziato come sul territorio provinciale brindisino (ed in generale sul Salento) si osservi una prevalenza della componente antropica primaria, che fa ipotizzare che vi siano, in prossimità di tali siti, sorgenti emmissive dirette di PM10;*
- b) *la valutazione modellistica del contributo della combustione residenziale della biomassa alle concentrazioni di PM10, PM2.5 e BaP che consente,*

d'altro canto, di ritenere che proprio tale sorgente possa essere la causa delle criticità riscontrate sul territorio brindisino".

Sempre nel medesimo documento si riportano gli esiti di specifiche campagne di monitoraggio in alcuni recettori del territorio brindisino che riferiscono che *"le risultanze delle campagne di rilevamento e delle valutazioni scientifiche condotte nel corso degli anni da Arpa Puglia hanno indicato come la combustione della legna costituisca, nel periodo invernale, una sorgente emissiva particolarmente significativa, in grado di influenzare negativamente a livello locale lo stato della qualità dell'aria e provochi, in particolare, i superamenti di PM10 di cui già sono stati informati gli Enti e la Procura, all'interno di numerosi rapporti."*

Tali risultanze trovano conferma in numerosa letteratura, di cui si riporta un breve elenco non esaustivo:

- a. ENEA, 2016. "Estimation of biomass burning contribution to PM2.5 using the Aerosol Chemical Speciation data (ACSM) and levoglucosan concentrations.
- b. ENEL, 2013 "Schema di piano contenente le misure di intervento per il risanamento della qualità dell'aria nel comune di Torchiarolo (BR).
- c. D. Cesari et al. / Science of the Total Environment 612 (2018) 202–213 "Seasonal variability of PM2.5 and PM10 composition and sources in an urban background site in Southern Italy" (ISCA-CNR, Università del Salento)
- d. ARPA Puglia, 2020. Analisi modellistica di source apportionment sullo stato della QA della Regione Puglia a 4 km di risoluzione".

Da quanto riportato si possono quindi confermare le valutazioni riportate nel SIA sulla non significatività del contributo della Centrale ai livelli di PM10 presenti sul territorio, contributo che sarà ulteriormente ridotto a seguito della realizzazione del progetto proposto in virtù dell'azzeramento della componente primaria e della componente secondaria dei solfati, nonché della importante riduzione della componente secondaria dei nitrati.

3. *Occorre approfondire il quadro delle informazioni fornite sulle alternative localizzative:*
 - a. *per il metanodotto, a fronte dei criteri dichiarati, specificando attraverso matrici o altri sistemi di comparazione l'effettiva minimizzazione degli impatti della scelta adottata, estendendo l'analisi a soluzioni non considerate e più ragionevoli rispetto a quelle presentate;*
 - b. *per il sito di ubicazione delle nuove opere all'interno del perimetro industriale, giustificando la decisione di non utilizzare aree già occupate da opere dismesse da demolirsi rispetto a quella adottata di occupazione di settori caratterizzati da elementi residuali di naturalità.*

Risposta:

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

Si allega il documento “BS_Allegato_punto_3_RE-MTE-001_r1” che presenta nel suo complesso un approfondimento sui criteri di valutazione delle alternative di progetto per il metanodotto, inclusivo di un’analisi comparativa dei potenziali impatti derivanti dalla realizzazione delle alternative di tracciato.

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

Enel sottolinea che le nuove opere all’interno del perimetro di centrale verranno ubicate in aree già edificate (vedi uffici e magazzini esistenti) e perciò già prive di elementi di naturalità residua.

La scelta dell’area (zona uffici e magazzini) è stata inoltre considerata al fine di evitare interferenze con i gruppi a carbone esistenti e, conseguentemente, evitare una riduzione della capacità di generazione per un periodo pari alla durata delle demolizioni e della costruzione del nuovo progetto (>5 anni).

4. *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 due 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 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	303	327	337	+ 34
Quota FER	35%	38%	43%	55%	
Produzione da FER (TWh)	116	118	144	191	+73
Produzione da GAS (TWh)	150	141	144	132	- 9
Produzione da Carbone (TWh)	16	12	1	0	-12
Produzione di CO ₂ totale (MtonCO ₂)	82	72	67	62	-10

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

() Valori stimati per il 2020*

Scenario FER New Green Deal > 68% - Elaborazione Enel	2019	2020 (*)	2025	2030	Δ2020-2030
Domanda (TWh)	320	303	327	337	+ 34
Quota FER (%)	35%	38%	51%	>68%	
Produzione da FER (TWh)	116	118	169	248	+ 130
Produzione da GAS (TWh)	150	141	124	100	- 41
Produzione da Carbone (TWh)	16	12	1	0	- 12
Produzione di CO ₂ totale (MtonCO ₂)	82	72	60	50	-22

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

() Valori stimati per il 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 CO₂ 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 CO₂.

Infine, riguardo all'impatto potenziale sul sistema in termini di emissioni di CO₂, si può stimare che un impianto CCGT, in configurazione 2+1 di classe H efficiente e flessibile e di taglia equivalente a quanto proposto nel SIA, possa generare un ammontare di CO₂ fino a ~4,3 Mton/anno, assumendo una produzione annua di circa 13 TWh (a pieno carico e corrispondente ad un fattore di utilizzo dell'ordine del 90%). Qualora tale generazione fosse prodotta con impianti a gas del parco esistente italiano si avrebbe un impatto peggiorativo dell'ordine di ~540.000 ton/anno. Nel caso di configurazione 1+1, a pieno carico e considerando

il medesimo fattore di utilizzo, l’impianto genererebbe fino a ~2,15 Mton/anno, con una riduzione indicativamente dell’ordine di ~270.000 ton/anno rispetto alla generazione con impianti a gas del parco esistente italiano.

- b) Sulla base di quanto già argomentato ai precedenti punti 1) e 4a), Enel conferma l’impegno alla progressiva riduzione del consumo di combustibili fossili e conseguentemente del loro impatto nello specifico impianto di Brindisi, 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 2021-2023⁵.

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 accumulo di energie in batterie (*battery storage system*), 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)⁶ in linea con lo scenario 1,5°C (il più sfidante ad oggi esistente).

5. *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 Puglia 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.E_PMA) sono state previste campagne di monitoraggio delle polveri prodotte durante la fase di cantiere utilizzando strumentazione a *laser*; a seguito della richiesta della CTVIA è stato redatto il Piano di monitoraggio specifico delle

⁵ <https://www.enel.com/content/dam/enel-com/documenti/investitori/informazioni-finanziarie/2020/2021-2023-strategic-plan.pdf>

⁶ <https://www.enel.com/it/investitori/strategia/executive-summary-capital-markets-2020>

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.E_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 Puglia. A tal proposito si sottolinea che è stata inviata la nota ENEL-PRO- 09/07/2021-00010743 (BS_Allegato_punto 5_nota trasmissione) con la richiesta di un incontro con Arpa Puglia per concordare la suddetta proposta di piano. Per maggiori dettagli si rimanda all'allegato BS_Allegato_punto 5_Piano di monitoraggio delle polveri.

6. *Pur considerato il fatto che il sito della centrale in progetto è ubicato a circa 7 km dalla più vasta area industriale e portuale di Brindisi, si ritiene necessario che il Proponente analizzi la possibile occorrenza di effetti cumulativi con altri impianti in area vasta, approvati o esistenti, in fase di costruzione o già in esercizio, valutando compiutamente, nel caso, gli impatti cumulativi sui pertinenti fattori ambientali e sanitari.*

Risposta:

L'analisi degli impatti cumulativi è stata svolta per le componenti e i fattori ambientali per i quali, data la tipologia di progetto, sono prevedibili impatti potenzialmente significativi.

Per quanto concerne le attività già esistenti ricadenti nell'area vasta, le valutazioni condotte nello Studio di Impatto Ambientale, per tutte le componenti ambientali, tengono conto dei valori di fondo rappresentativi delle condizioni attuali dell'area in esame e, pertanto già considerano "l'effetto cumulo" con gli altri impianti ricadenti nell'area.

Per quanto riguarda la componente atmosfera, la qualità dell'aria registrata dalle stazioni locali rappresenta tutte le immissioni che insistono su ciascuna delle loro localizzazioni, compreso il contributo della Centrale nell'effettivo esercizio, delle altre realtà industriali circostanti, del traffico veicolare e di ogni altro contributo locale, diffuso o proveniente da aree esterne.

L'analisi della qualità dell'aria registrata dalle stazioni locali riportata nell'Allegato A allo Studio di Impatto Ambientale per la Centrale Enel di Brindisi Sud costituisce quindi la concentrazione di fondo per la valutazione del contributo attribuibile al progetto delle nuove unità a gas per la Centrale di Brindisi Sud e consente quindi la valutazione degli effetti dell'impatto cumulato fra il progetto e gli impianti esistenti (con l'ulteriore cautela che tale concentrazione di fondo include anche il contributo della Centrale

Brindisi sud stessa verificatosi nel periodo temporale cui si riferiscono le misure della RRQA analizzate).

Come evidenziato nei risultati modellistici presentati nel già citato Allegato A del SIA, sono previsti miglioramenti, in termini di ricadute derivanti dalle emissioni della Centrale, per entrambi gli scenari di progetto (primo OCGT, secondo OCGT e CCGT).

È dunque presumibile che gli impatti cumulativi futuri avranno un’entità minore rispetto a quelli attuali, in assenza di cambiamenti delle sorgenti emissive non imputabili a Enel e dati i complessivi benefici sullo stato di qualità dell’aria.

Relativamente al clima acustico, l’areale interessato da potenziali impatti si esaurisce nel raggio di qualche centinaio di metri. Le valutazioni previsionali dell’impatto acustico hanno tenuto conto, ove disponibili, delle misure del livello di rumore ambientale sia con le attuali unità in esercizio, sia con le unità ferme, comprendendo quindi il contributo delle altre sorgenti che manifestavano il loro effetto sui punti di misura.

L’analisi della variazione del livello di immissione ha, inoltre, permesso di evidenziare una generale tendenza alla riduzione delle emissioni sonore nella configurazione futura rispetto alla situazione attuale, consentendo di valutare che gli impatti cumulativi futuri saranno minori di quelli attuali, in assenza di cambiamenti delle sorgenti non imputabili a Enel.

La valutazione degli impatti cumulativi sulla componente paesaggio è stata condotta mediante l’elaborazione di fotoinserimenti realistici delle nuove opere nel contesto attuale, di carattere antropico ed industriale, e la relativa valutazione delle potenziali modifiche dello stato fisico, vedutistico e percettivo dei luoghi.

In aggiunta a quanto sopra valutato si osserva inoltre che, dalle verifiche condotte sui portali relativi alle procedure VIA del MiTE e della Regione Puglia non si individuano progetti di impianti autorizzati o in costruzione che possano determinare impatti cumulativi nell’area di interesse, data la loro localizzazione e la tipologia di impianto.

A tal proposito si citano in termini di significatività i seguenti progetti:

- Enipower “Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 e CC3 della centrale termoelettrica di Brindisi” – DEC-13 MATTM del 14/02/2020,
- Versalis “Nuovo sistema di torcia a terra asservito all’impianto di steam cracking denominato P1CR dello stabilimento di Brindisi” DVA-DEC-2018-0000466 del 3/12/2018.

Il progetto della Società Enipower prevede un upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 e CC3 esistenti della centrale termoelettrica di Brindisi. Come riportato nel Quadro Ambientale dello Studio

Preliminare Ambientale allegato al Progetto (Spc. 00-ZA-E-85520), "I risultati delle concentrazioni al suolo relativi alla configurazione post operam alla MCP sono **identici** a quelli della configurazione ante operam alla MCP per tutte le statistiche di interesse relativamente a CO e Polveri e per le medie annuali relativamente all'NO_x, non variando la configurazione emissiva che prevede sempre il funzionamento dei tre cicli combinati esistenti secondo la configurazione attuale autorizzata".

In merito alle concentrazioni orarie di NO_x, lo studio fa presente che "le ricadute predette per la configurazione post operam alla MCP risultano **inferiori** rispetto a quanto predetto per la configurazione ante operam, in conseguenza al miglioramento delle performance emissive previsto nell'ambito del progetto di modifica del sistema di combustione delle turbine dei cicli combinati CC2 e CC3".

Il progetto della società Versalis prevede invece interventi specifici che comportano l'introduzione di un nuovo sistema di torcia a terra. L'analisi delle ricadute al suolo delle emissioni derivanti da condizioni di emergenza in cui il sistema torcia viene attivato mostrano che "dal confronto dei valori di picco orari, rappresentativi delle condizioni di picco emissivo associato all'evento di attivazione della torcia, si evidenzia una sensibile riduzione a seguito del passaggio dall'assetto ante operam alle condizioni post operam" (allegato IV.1 allo SPA presentato).

In definitiva quindi, come sopra anticipato, la realizzazione degli interventi programmati sia da Enipower che da Versalis comporterà una prevedibile riduzione dell'impatto sulla componente atmosfera rispetto all'assetto attuale.

Essendo tali progetti in fase di ultimazione non è neanche prevista una sovrapposizione delle attività di cantiere e un conseguente potenziale effetto cumulativo sulla componente traffico con il progetto ENEL.

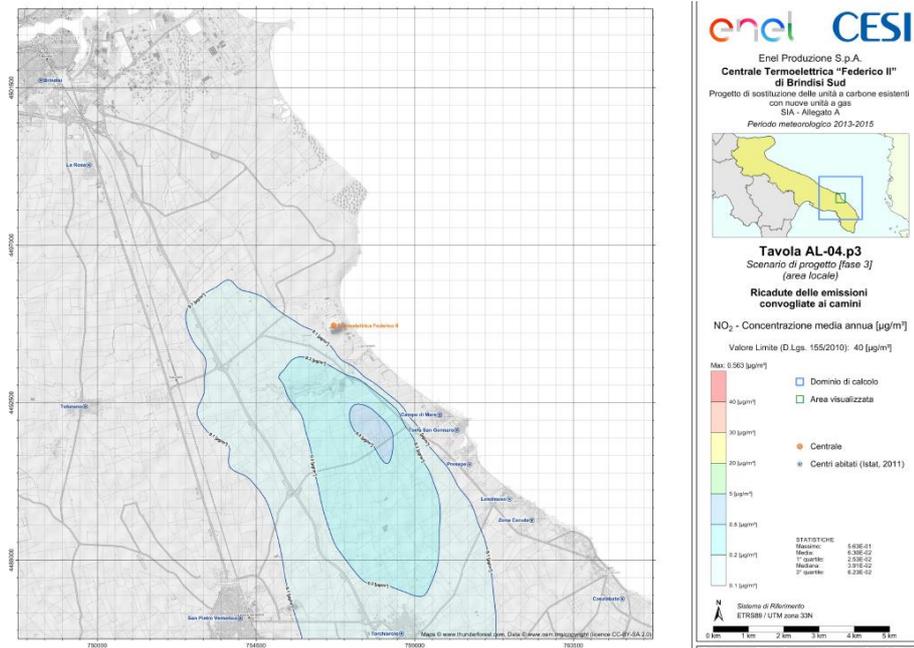
Si fa presente inoltre che per la Società A2A Energiefuture è in corso una Procedura di Valutazione di Impatto Ambientale (avviata in data 02/05/2019) per il Progetto "Centrale termoelettrica di Brindisi: impianto di produzione con motori a gas". Poiché alla data di redazione della presente nota il progetto non risulta ancora approvato (preavviso di rigetto dell'istanza, ex art. 10 bis legge 241/1990) la relativa valutazione di potenziali effetti cumulo è da ritenersi non pertinente.

In termini più generali, si fa inoltre presente che sono esclusi possibili impatti cumulativi significativi derivanti dalle emissioni in atmosfera di attività, esistenti o future, ubicate nell'area industriale e portuale di Brindisi (circa 7 km a nord-ovest).

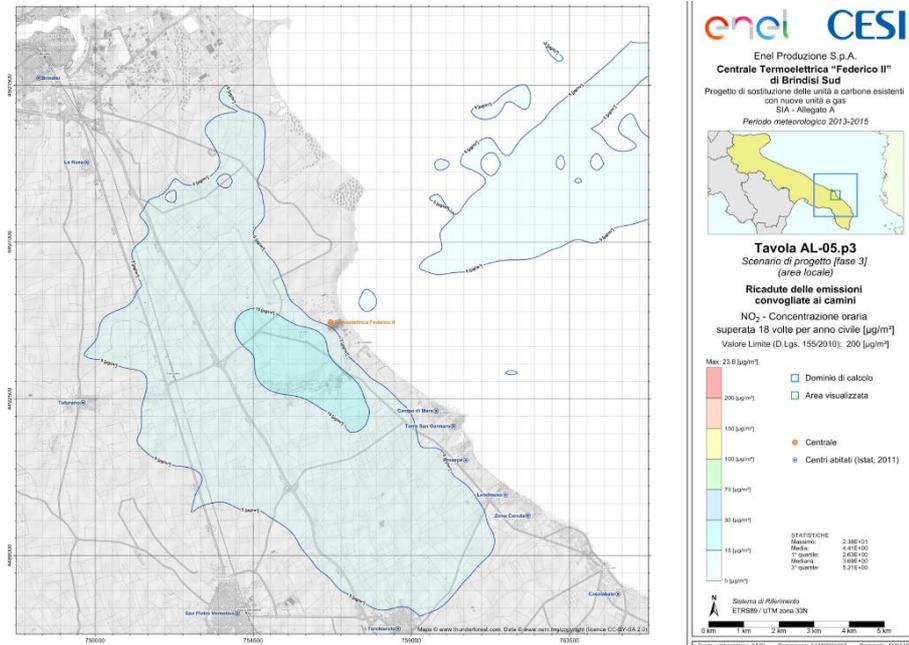
Le caratteristiche meteorologiche del sito (in primis il regime anemologico) fanno sì che l'area interessata dalle principali ricadute al suolo delle emissioni della centrale ENEL sia localizzata in direzione diametralmente opposta (sud-

est) rispetto all'area industriale e portuale di Brindisi, come desumibile dalle mappe di ricaduta riportate nelle tavole a corredo del citato Allegato A allo Studio di Impatto Ambientale.

A tal proposito, si riporta a seguire un estratto delle mappe relative alle ricadute al suolo delle emissioni convogliate di NO₂ dai camini di fase 3 (concentrazione media annua e concentrazione oraria superata 18 volte per anno civile).



Concentrazione media annua NO₂ – Fase 3



Concentrazione oraria di NO₂ superata 18 volte per anno – Fase 3

In riferimento, infine, alla valutazione di impatto sanitario, così come indicato nelle Linee Guida ISS di riferimento, nell'ambito della valutazione epidemiologica sono stati considerati come valori di riferimento dello stato di salute ante-operam gli specifici tassi ex ante per specifica patologia, riferiti all'area di interesse.

Come noto, tali tassi sono correlati ed influenzati sia dall'insieme del potenziale impatto sulla salute delle varie forzanti, differenti dalla centrale nell'attuale assetto ante operam, che influenzano la qualità dell'aria nell'area di interesse (es. emissioni da traffico, aree portuali, attività industriali esistenti...), sia dall'insieme del potenziale impatto delle determinanti indirette sulla salute quali ad esempio stile di vita, condizione socio-economica, etc.

Utilizzando tale tasso nel calcolo dei casi attribuibili, appare evidente come sia già stato incluso nello studio VIS l'effetto cumulativo dato dalle forzanti esistenti sulla componente salute.

In riferimento ad altri progetti autorizzati non si ritiene necessaria alcuna ulteriore valutazione in materia di impatto sanitario e si rimanda alle considerazioni di cui sopra in merito alle ricadute al suolo delle emissioni in atmosfera, principale interazione valutata nell'ambito dello studio VIS.

7. *In relazione alle dismissioni delle esistenti unità a carbone, occorre presentare il piano delle conseguenti demolizioni da includersi nel progetto, nel contesto della fase di cantiere, sia nell'area industriale sia in relazione all'intero sistema esistente di trasporto del carbone alla centrale, adeguando conseguentemente il quadro degli*

impatti e dei relativi interventi di mitigazione, estendendo il piano di monitoraggio in corso d'opera a tutti i fattori ambientali potenzialmente soggetti ad impatti significativi negativi e prevedendo inoltre la riqualificazione ambientale dei siti dismessi.

Risposta:

Si allega il documento "BS_Allegato_punto_7e8_Piano di Riqualificazione sito" che presenta nel suo complesso le progettualità per la riqualificazione delle aree di impianto, inclusivo di iniziative rinnovabili e delle demolizioni funzionali a tali progettualità.

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. Inoltre, in risposta alle richieste di integrazione di cui ai punti n. 5 e n. 15 del presente documento, 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 (BS_Allegato_punto_5_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 (BS_Allegato punto_15_Indagini ecotossicologiche).

8. *Vanno previste idonee misure di mitigazione e compensazione dell'opera e delle emissioni, da integrare con quanto previsto al precedente punto 7, progettando la riqualificazione del sito tenendo in considerazione quanto richiesto dal comune di Brindisi: il progetto deve integrarsi con le indicazioni della pianificazione esistente di area (rete ecologica del PPTR), prendendo in considerazione i seguenti elementi possibili: i) miglioramento della naturalità degli ambiti di pertinenza fluviale e dei paesaggi costieri ad alta valenza naturalistica, da valorizzare con il ripristino - ove possibile - dei cordoni dunari e aree umide, e con il controllo dell'erosione costiera; ii) creazione di un bosco con specie autoctone ecologicamente coerenti (es. piantagione policiclica permanente multifunzionale con *Quercus Suber*, elemento di pregio minacciato nella zona); iii) riordino bio-ecologico dell'area agricola circostante il sito per: elevare il gradiente ecologico degli agroecosistemi a trama larga, con siepi, filari, muretti, incentivando l'estensione e la corretta gestione delle foraggere permanenti; iv) puntare sulla multifunzionalità del progetto territoriale (Patto città-campagna) - per ambiente, alimentazione, fruizione, ricreazione.*

Risposta:

Si allega il documento "BS_Allegato_punto_7e8_Piano di Riqualificazione sito" che presenta nel suo complesso le progettualità per la riqualificazione delle aree di impianto, inclusivo di iniziative rinnovabili.

9. *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 che, se per lo scenario ante 2025 appaiono ridimensionati nel confronto con la configurazione d’impianto autorizzata, nello scenario post 2025 risultano incrementali.*

Risposta:

Come già indicato nello Studio di Impatto Ambientale presentato per la Valutazione di Impatto Ambientale del progetto, 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 campo energetico delle aree destinate al nuovo impianto a gas e l’incremento della capacità dell’impianto fotovoltaico, che si intende installare a valle della fermata definitiva dei gruppi esistenti. 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 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.

10. *Per le esigenze progettuali si prevede di riutilizzare in sito circa l'88% delle terre e rocce che saranno prodotte dalle attività di scavo per la posa del metanodotto, pari a circa 89.000 m³, mentre gli scavi nel sito della centrale ammontano a circa 60.000 m³, dei quali non sono esplicitati i volumi di riutilizzo attesi e necessari, qualora ne sussistano i requisiti. Allo stato e preso atto del deposito del Piano preliminare di utilizzo per il solo sito della centrale, dette parziali previsioni configurano scenari di gestione del tutto ipotetici, tenuto conto della contaminazione riscontrata o possibile (rischio di potenziale contaminazione da alto a medio-basso rispettivamente nel Lotto I e nel Lotto II delle Aree agricole SIN) e pur preso atto della avvenuta bonifica dei suoli dell'Asse Attrezzato Policombustibile. In tale contesto, si ritiene necessario:*
- a. redigere il Piano di utilizzo per la verifica dei requisiti per il riutilizzo come sottoprodotti delle terre e rocce da scavo, in un'ottica di gestione complessiva dei materiali nell'ambito dell'intero progetto (centrale e metanodotto);*
 - b. definire il bilancio dei materiali, sulla base dei volumi dei sottoprodotti effettivamente disponibili, di quelli privi dei requisiti da conferire ai siti di recupero o discarica, di quelli ulteriormente necessari mediante approvvigionamento da cava;*

- c. *valutare gli impatti conseguenti, comprensivi anche di quelli derivanti dalle diverse movimentazioni di dette tipologie di materiali fra i distinti cantieri di progetto e i siti di approvvigionamento e conferimento esterni.*

Risposta:

Relativamente alla gestione delle terre nell’ambito dei due cantieri, rispettivamente per la posa del metanodotto e quello per il sito di centrale, si specifica quanto segue.

Il cantiere per la realizzazione nell’area di impianto di un ciclo combinato e quello per la costruzione del metanodotto (opera connessa) sono due cantieri distinti sia dal punto di vista geografico che temporale, infatti verranno avviati in tempi diversi e con durate differenti.

Inoltre, a seguito dell’ottenimento dell’autorizzazione a costruire il ciclo combinato e l’opera connessa, sarà volturato a SNAM la parte del decreto autorizzativo relativa al metanodotto per la sua successiva realizzazione. Pertanto, i cantieri verranno gestiti in completa autonomia e senza che vi sia scambio di materiali scavati tra il cantiere di centrale ed il cantiere del metanodotto.

A tal proposito è stato predisposto un piano preliminare di gestione terre e rocce da scavo per l’area di Centrale ai sensi dell’art. 24 del D.P.R. 13 giugno 2017 n. 120 (Utilizzo nel sito di produzione delle terre e rocce escluse dalla disciplina rifiuti) in quanto siamo nell’ambito di applicazione del comma 3 del suddetto articolo ovvero produzione di terre per la realizzazione di opere o attività sottoposte a procedura di VIA e riutilizzo nel sito di produzione.

Il documento prevede di massimizzare il riutilizzo in sito nei limiti e nelle modalità previste dagli art. 25 e 26 del DPR 120/2017 per i siti di bonifica in quanto la Centrale ricade nel SIN di Brindisi.

In fase di progettazione esecutiva o comunque prima dell’inizio dei lavori, in conformità alle previsioni del «Piano preliminare di utilizzo in sito delle terre e rocce da scavo escluse dalla disciplina dei rifiuti» è prevista un’adeguata attività di caratterizzazione dei suoli al fine di accertare i requisiti ambientali dei materiali escavati ai sensi dell’art. 185, comma 1, lettera c) del D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii. ovvero l’esclusione degli stessi dal regime dei rifiuti.

Le modalità di tale caratterizzazione sono state descritte nel Piano delle indagini, riportato al Capitolo 6 del piano preliminare di utilizzo, in conformità all’Allegato 4 del D.P.R. 120/17 e verranno eseguite al fine di verificare la sussistenza dei requisiti di qualità ambientale dei materiali derivanti dalle operazioni di scavo connesse alle attività di realizzazione dell’opera in progetto prevista nel sito di Centrale. Sulla base delle indagini di caratterizzazione verrà predisposto un progetto esecutivo ai sensi dell’art.24 comma 4 del DPR 120/2017, che verrà trasmesso all’Autorità Competente e ad ARPA prima dell’inizio lavori, e che conterrà, in base alla verifica dei requisiti, l’ammontare dei volumi di terra effettivamente riutilizzabili.

Per quanto riguarda la realizzazione del nuovo metanodotto, necessario ad assicurare la fornitura di gas naturale nell'ambito del progetto per le nuove unità a gas dell'impianto di Brindisi, con nota Enel prot.n. 12132 dell'11/08/2020 è stata trasmessa, come integrazione volontaria, la Relazione di non interferenza del progetto d'installazione del metanodotto con le matrici ambientali ad esso sottese redatta secondo il quadro normativo disciplinato dall'art.34 del DL 133/2014 (vigente al momento della presentazione dell'istanza) e secondo le indicazioni operative fornite dal MATTM (ora MITE) nella circolare del 2/05/2019 (prot.8289/STA).

In particolare, nel documento sono state valutate le possibili interferenze del progetto con le matrici ambientali: suolo, sottosuolo e acque sotterranee interessate dalla realizzazione dell'opera, i possibili rischi per la salute dei lavoratori potenzialmente esposti durante le lavorazioni ed, inoltre, vengono fornite informazioni in merito ai criteri di gestione delle terre e rocce da scavo in linea con quanto previsto dall'art.34 comma 9 del DL 133/2014. Il tracciato del metanodotto attraversa sia le aree pubbliche ad uso agricolo (Zona Agricola) che l'area dell'Asse Attrezzato Enel, pertanto per la redazione del documento è stata effettuata con nota prot.14457 del 24/09/2019 istanza di accesso agli atti presso il MITE al fine di poter utilizzare i dati di caratterizzazione eseguiti da Invitalia nella zona agricola in prossimità dell'intero asse attrezzato Enel.

ARPA Puglia con parere prot. 42602-32 del 07.07.2020, nel prendere atto dell'applicazione del DL 133/2014 ha evidenziato che nel SIA del metanodotto sono stati utilizzati solo i dati di caratterizzazione delle aree agricole del Lotto II e pertanto ha richiesto di acquisire anche i dati relativi al Lotto I. A tal proposito è stata richiesta ulteriore istanza di accesso agli atti al MITE con nota Enel prot.n. 1767 del 03/02/2021. Successivamente a giugno 2021 il Ministero ha comunicato di non avere a disposizione i dati del Lotto I pertanto con nota Enel prot.n. 9526 del 19/06/2021 è stata richiesta istanza di accesso agli atti ad Arpa Puglia che ha dato il benestare alla trasmissione dei dati con nota prot. 45307 del 22/06/2021. Sulla base dei dati di caratterizzazione del Lotto 1 è stata aggiornata la relazione di non interferenza, che si trasmette in allegato (BS_Allegato_punto10_Relazione non interferenza). Nel documento viene dettagliato che dall'analisi dei dati disponibili è emersa l'assenza di interferenza del progetto con l'esecuzione ed il completamento di eventuali futuri interventi di bonifica e sono stati definiti i criteri generali di gestione delle terre e rocce da scavo.

- 11. Preso atto che l'emungimento di acqua dai 6 pozzi autorizzati continuerà ad essere esercitato con portate variabili fra 137 m³/h (valore medio equivalente al valore massimo dichiarato, su base annuale, di 1.200.000 m³/anno) e 324 m³/h (valore massimo orario dichiarato), occorre giustificare, qualora possibile e in deroga al PTCP, la necessità di dover continuare a ricorrere a detto sistema di approvvigionamento da falda che aggrava i processi di intrusione del cuneo salino descrivendo i diversi benefici ambientali che detta scelta comporta rispetto agli altri possibili sistemi di*

approvvigionamento valutati, fornendo l’analisi delle ragionevoli alternative considerate.

Risposta:

Enel conferma che il processo di produzione del nuovo impianto non necessita di emungimento da pozzi. La possibilità di mantenere l’autorizzazione all’emungimento aveva come unico scopo quello di coprire eventuali fabbisogni in caso di emergenza sino alla messa in servizio del nuovo impianto.

Si fa presente, inoltre, che a breve la Centrale intende presentare l’istanza per la riduzione del numero di pozzi da 6 a 3 (dismissione dei pozzi cd. P1, P2 e P17).

I restanti 3 pozzi verranno dismessi subito a valle della messa in esercizio del nuovo impianto azzerando pertanto l’emungimento da acque sotterranee.

12. Considerato che il sito specifico prescelto per le nuove opere, entro l’area industriale, è ubicato in prossimità della fascia costiera classificata a pericolosità geomorfologica elevata ed è il risultato di profonde modificazioni antropiche locali, specificamente del livellamento topografico per tombamento delle incisioni fluviali dei fossi Cerano e Ceranino, ciò prefigurando caratteristiche geotecniche scadenti in corrispondenza degli impluvi e possibile instabilità delle opere anche in condizioni statiche, occorre approfondire lo studio geologico del sito implementando il modello geotecnico, con la finalità di garantire la fattibilità delle soluzioni progettuali che si intendono adottare per le fondazioni dei nuovi gruppi e degli edifici, da relazionarsi con dettaglio sufficiente a valutare gli impatti di dette soluzioni.

Risposta:

Nel corso del 2019, nell’area di interesse, Enel ha effettuato una specifica campagna geognostica integrativa (sondaggi, prove penetrometriche dinamiche, prove geofisiche, prove di laboratorio), il cui rapporto tecnico delle indagini effettuate è integralmente riportato in appendice alla relazione geologica. Sulla base dei risultati di tale campagna di indagini unitamente alle indagini pregresse effettuate nell’area, è stata redatta una specifica relazione geologica e di pericolosità sismica ed una specifica relazione geotecnica di caratterizzazione.

Si precisa che le risultanze riportate nella documentazione allegata sono valide sia nel caso di configurazione 2+1 che nel caso alternativo 1+1.

Per quanto riguarda la tipologia di fondazioni, al fine di perseguire il superamento degli spessori dei materiali di riporto relativi alla colmata dei corsi d’acqua, fossi Cerano e Ceranino, di spessore pari a circa 2m e di trasferire quindi i carichi fondazionali, della nuova unità a gas, a litologie più profonde escludendo così qualsiasi forma diretta con i predetti materiali di colmata, la progettazione esecutiva sarà quindi orientata verso fondazioni profonde.

Sulla base di quanto sopra riportato e per maggiori dettagli, si rimanda ai documenti allegati:

- BS_Allegato_punto-12_PBITC23015 - Relazione geologica e sismica
- BS_Allegato_punto-12_PBITC23016 - Sezione stratigrafica A-A
- BS_Allegato_punto-12_PBITC23017 - Sezione stratigrafica B-B
- BS_Allegato_punto-12_PBITC23018 - Sezione stratigrafica C-C
- BS_Allegato_punto-12_PBITC23019 - Planimetria Indagini
- BS_Allegato_punto-12_PBITC23020 - Relazione geotecnica

13. Si richiede di produrre e integrare le valutazioni dell'esposizione acuta dell'impatto delle emissioni di NH₃, avendo cura di stimare il livello di background, tramite modellistica e/o misure effettuate sul territorio.

Risposta:

Come da richiesta di integrazione di cui sopra viene riportata di seguito la valutazione di esposizione acuta per NH₃. 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.

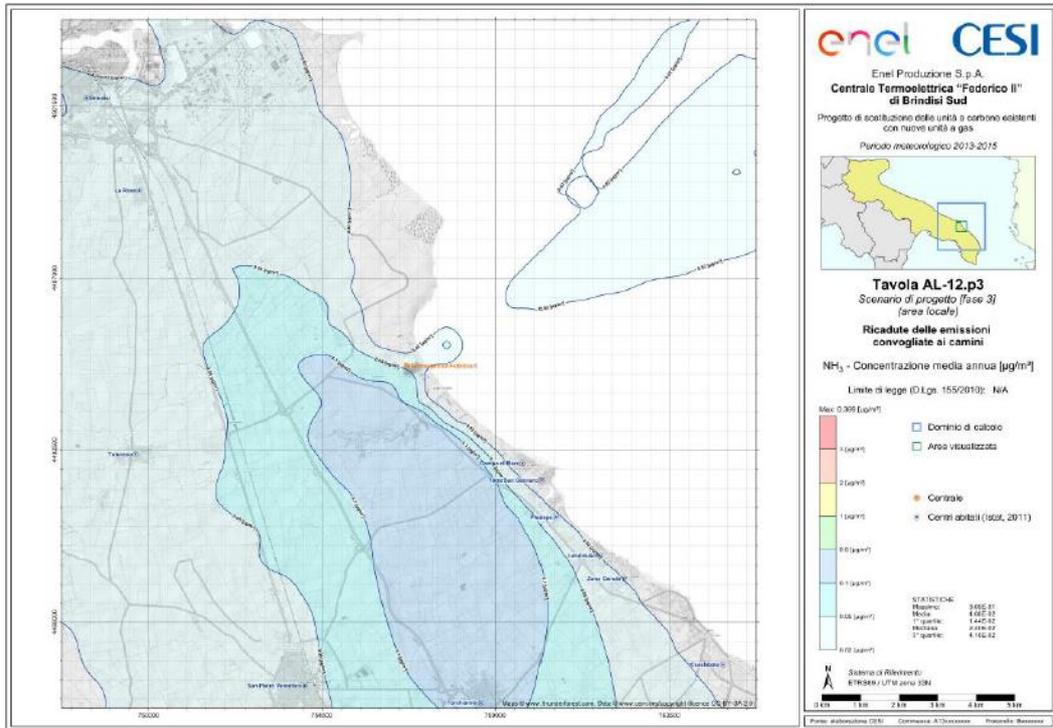
Tabella: RfC associato al parametro NH₃

<i>Rischio tossico</i>		
<i>Parametro</i>	<i>Rfc (µg/m³)</i>	<i>Fonte</i>
<i>NH₃ media annua</i>	<i>500</i>	<i>US EPA, 2016</i>
<i>NH₃ media oraria</i>	<i>3200</i>	<i>OEHHA, 2019</i>

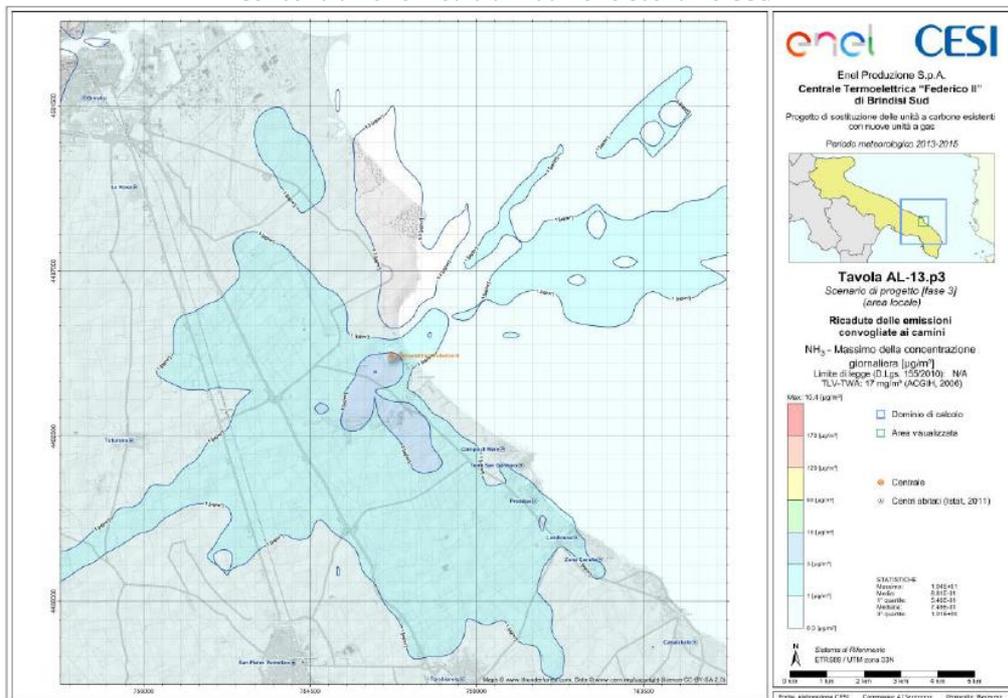
L'impiego dell'RfC per NH₃ su media annua risulta conservativo rispetto all'analisi che si potrebbe fare per esposizioni acute utilizzando il TLV (Threshold Limit Value). Infatti, considerando come valore di riferimento sul breve termine il valore di TLV per esposizione ad 8 ore individuato dal D.Lgs. 81/08, le concentrazioni stimate dovrebbero essere confrontate con una soglia pari a 14.000 µg/m³, molto maggiore rispetto all'RfC riportato in tabella 3 ottenendo dei risultati sicuramente meno conservativi.

In BS_Allegato -punto 13 e 14_HQ_HI al presente documento sono riportati i singoli HQ per ciascun parametro, i valori risultano sempre ampiamente al di sotto della soglia di 500µg/m³ o 3200 µg/m³. I dati di dettaglio riportati nelle tabelle di cui a paragrafi 1.7, 1.8 e 1.9 dell'Allegato mostrano un intervallo di HQ per l'NH₃ con valori dell'ordine di circa 1x10⁻³ ÷ 1x10⁻⁶.

Ad integrazione di quanto già contenuto nel SIA si riportano di seguito le tavole relative alla dispersione dell'ammoniaca



Concentrazione media annua nello scenario CCGT



Massimo della concentrazione giornaliera nello scenario CCGT

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

Inoltre, riguardo alla definizione dei coefficienti di tossicità si ricorda come questi derivino 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 NH₃. 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.

Nel caso specifico, in assenza di informazioni inerenti a NH₃ misurate dalla Rete regionale o calcolate dal sistema modellistico operativo presso il Centro Regionale di Qualità dell'Aria di ARPA Puglia, si riporta nella seguente tabella la valutazione della 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.

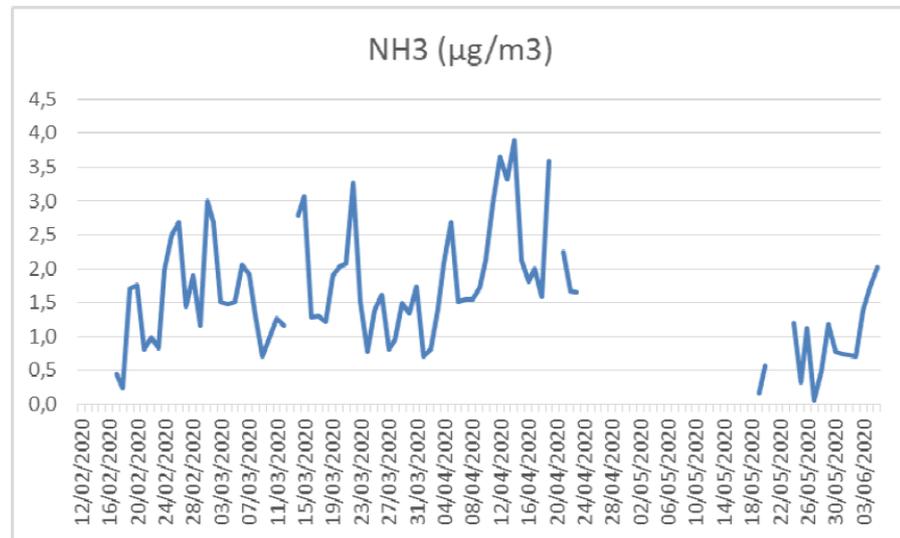
Tabella: stime modellistiche NH₃ del modello europeo CAMS “European air quality forecasts, Ensemble” relativamente all'anno 2019”

Longitudine del punto di estrazione:	18.05
Latitudine del punto di estrazione:	40.55
Massimo della media giornaliera (µg/m ³):	2.27
Media annua (µg/m ³):	0.28

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 prossimo al sito.

Per quanto attiene una valutazione basata su dati di campagne sperimentali, la ricerca condotta ha riportato la disponibilità del documento ARPA Puglia “Campagna di monitoraggio della qualità dell'aria con laboratorio mobile Monopoli – via Baione 12.02.2020– 05.06.2020”. Dal grafico seguente,

riportato nella citata pubblicazione, si può valutare indicativamente una concentrazione media nel periodo di campagna di circa $2 \mu\text{g}/\text{m}^3$.



Concentrazioni di Ammoniaca rilevate presso il Comune di Monopoli (BA), fonte ARPA Puglia.

È opportuno sottolineare come la campagna sperimentale sia relativa ad un sito distante circa 70 km dalla Centrale di Brindisi Sud e avente lo scopo di controllare lo stato della qualità dell’aria nell’area industriale di Monopoli dove è lecito aspettarsi livelli maggiori rispetto alle concentrazioni di fondo per effetto delle emissioni locali oggetto di monitoraggio. Si può pertanto ritenere che la concentrazione di ammoniaca rilevata presso Monopoli possa essere una sovrastima dei livelli di fondo presenti nel contesto della Centrale di Brindisi.

Nell’ipotesi quindi che la concentrazione di $2 \mu\text{g}/\text{m}^3$ registra a Monopoli sia superiore ai livelli di fondo presenti nel territorio brindisino, e assumendo inoltre che tale misura relativa a circa 4 mesi sia rappresentativa della concentrazione media annua, è possibile concludere che la stima modellistica ed il risultato della campagna sperimentale consentano di stimare una concentrazione media annua di fondo per il sito in oggetto pari a circa $1 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

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

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

Tabella: HQ-HI comprensivi dei valori di fondo dell’NH₃

Inquinante	Comune	Risultati della modellazione CESI (µg/m ³) – Fase 3	Valori di fondo (µg/m ³)	HQ (NH ₃)	HI (considerando le polveri come PM 10)	HI (considerando le polveri come PM 2.5)	HQ/HI (soglia di accettabilità)
NH ₃	S. Pietro Vernotico	$3,69 \times 10^{-1}$ <i>Media annuale</i>	1 <i>Media annuale</i>	2,74 $\times 10^{-3}$	$1,71 \times 10^{-2}$	$1,73 \times 10^{-2}$	1

Andando invece ad utilizzare il valore sopra richiamato di RfC per l’NH₃ pari a 14.000 µg/m³ (TLV per esposizione ad 8 ore individuato dal D.Lgs. 81/08), si ottengono i risultati presentati in tabella seguente.

In questo caso, il valore di background calcolato dalle stime modellistiche del modello europeo CAMS è pari a 2,27 µg/m³.

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 (Recettore 1 - Brindisi) ove sono attesi HI-HQ da progetto più elevati. I valori calcolati, considerando le concentrazioni di background, rimangono inferiori alle soglie di accettabilità.

Tabella: HQ-HI comprensivi dei valori di fondo dell’NH₃ – esposizione acuta

Inquinante	Recettore rappresentativo	Risultati della modellazione CESI (µg/m ³) – Fase 3	Valori di fondo (µg/m ³)	HQ (NH ₃)	HI (considerando le polveri come PM 10)	HI (considerando le polveri come PM 2.5)	HQ/HI (soglia di accettabilità)
NH ₃	Brindisi	$3,22 \times 10^{-1}$ <i>Massimo della media giornaliera</i>	2,27 <i>Massimo della concentrazione media giornaliera</i>	4,85 $\times 10^{-4}$	$1,64 \times 10^{-2}$	$1,95 \times 10^{-2}$	1

14. *Relativamente all’esposizione cronica si chiede di produrre i singoli HQ (Hazard Quotient) per tutti i contaminanti, non è sufficiente riportare solo l’HI (Hazard Index) cumulativo.*

Risposta:

Si riporta in BS_Allegato_punto 13e14_HQ_HI l’aggiornamento dell’Allegato 5 allo studio di VIS a seguito delle presenti integrazioni, comprendente l’indicazione dei singoli HQ come da richiesta di cui sopra.

Si evidenzia che i valori di HI cumulativi riportati nello studio VIS erano già comprensivi del contributo dell’NH₃, ove pertinente (solo Fase 3 – BS1A e BS1B in CCGT).

15. *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.*

Risposta:

Come richiesto si allega il Piano di Monitoraggio delle Indagini ecotossicologiche (BS_Allegato_punto 15_indagine ecotossicologica) che comprende le tipologie di indagini previste sulle diverse matrici (ecosistema acquatico, ecosistema terrestre, ecosistema marino), le stazioni di campionamento e le frequenze relative alla fase ante e post operam.

16. *Per il monitoraggio del profilo di salute, il proponente dovrà progettare uno studio epidemiologico a coorte storica in collaborazione della ASL territoriale. Lo studio epidemiologico, da svolgere collaborazione con gli enti sanitari territoriali, andrà effettuato entro 1-2 anni dall'entrata in esercizio della nuova CTE e dovrà essere aggiornato a distanza di 5 anni per vedere le differenze nell'insorgenza di patologia latenza inferiore a 5 anni correlate alla nuova tecnologie e valutare il trend temporale col metodo della "difference-in-differences" (DID).*

Risposta:

Il documento allegato BS_Allegato_punto 16_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-13/05/2021-0007349 (BS_Allegato_punto 16_Nota di trasmissione Studio epidemiologico) con la disponibilità sin da subito ad approfondire con tavoli dedicati il progetto.

17. *Si richiede un approfondimento sulle deposizioni al suolo degli inquinanti e sulla loro "non rilevanza" in termini di potenziale esposizione della popolazione, sia per ingestione di suolo sia per via alimentare.*

Risposta:

Come premessa, occorre ricordare che le polveri sottili generate nell'assetto post-operam, che possono dar luogo a deposizione, sono ascrivibili esclusivamente al Particolato Secondario.

Nelle fasi post-operam del progetto non si prevede infatti l'emissione diretta di particolato atmosferico dalle installazioni.

Il particolato secondario è costituito dagli aerosol, che si generano dalle reazioni di ossido-riduzione degli inquinanti primari e secondari presenti in atmosfera allo stato gassoso (ossidi di azoto, ossidi di zolfo, ammoniaca,

etc.) oppure dai processi di condensazione dei prodotti finali di reazioni fotochimiche.

In riferimento alle tipologie di inquinanti primari emessi dall’opera (NO_x, NH₃ quest’ultima solo in fase 3 CCGT), nel suo assetto futuro, il particolato secondario sarà esclusivamente dovuto alla formazione in atmosfera di nitrati di ammonio a partire dagli ossidi di azoto.

Infatti, in presenza di ammoniaca, gli aerosol secondari assumono la forma di sali di ammonio (di fatto nitrato di ammonio nel caso in oggetto).

Pur volendo considerare, nel modello concettuale dello studio un percorso di esposizione per ingestione della popolazione, ad oggi, non risulta però disponibile un fattore di rischio associabile all’esposizione al nitrato d’ammonio per tale percorso di esposizione, ed inoltre le deposizioni al suolo sono state considerate come non rilevanti in termini di potenziale esposizione della popolazione, in quanto particolarmente esigue in termini di ricadute (valore massimo 1.01 mg/m²*giorno – Fase 3/CGT) rispetto ai valori guida italiani ed europei riportati di seguito.

*Tabella - Classe e/o indice di polverosità per le polveri sedimentabili (tabella 4B1c)
Rapporto finale del gruppo di lavoro della “Commissione Centrale contro
l’Inquinamento Atmosferico” del Ministero dell’Ambiente*

Classe di polverosità	Polvere totale sedimentabile (mg/m²/giorno)	Indice di polverosità
I	<100	Assente
II	100 - 250	Bassa
III	251 - 500	Media
IV	501 - 600	Medio-alta
V	>600	Elevata

Tabella - Valori di riferimento europei per la deposizione di polveri ⁷

⁷ Si veda anche G. Settimo “Evoluzione storica e normativa delle deposizioni atmosferiche e stato dell’arte nazionale”, Seminario Deposizioni atmosferiche, Brescia, 2014. Consultabile al sito:
http://ita.arpalombardia.it/ITA/area_download/index

Stato	Rateo deposizione [mg/m ² /giorno]	Riferimento
Germania (media annua)	350	TA Luft, 2002
Austria (media annua)	210	Gesamte Rechtsvorschrift für Immissionsschutzgesetz- Luft, Fassung vom, 2013
Svizzera (media annua)	200	Ordinanza contro l'inquinamento atmosferico (OIAT 1986), media aritmetica annuale
Slovenia (media annua)	200	Decree on limit values, alert thresholds and critical imission values for substances into the atmosphere). (Ur. L. RS št.73/1994)
Belgio-Fiandre (media mensile)	350	VLAREM II order of the Flemish Government of 1 June 1995 concerning General and Sectoral provisions relating to Environmental Safety. Appendix 2.5.2. Environmental quality standards for particulate fallout
Regno Unito e Scozia (media mensile)	200	Environment Agency, 2013

Per completezza e per un riscontro più oggettivo in merito alla scarsa rilevanza quantitativa delle deposizioni, si rimanda alle tavole riportate di seguito, in cui sono presenti le mappe di ricadute elaborate dal consulente CESI sulla base delle simulazioni effettuate in ambito VIA.

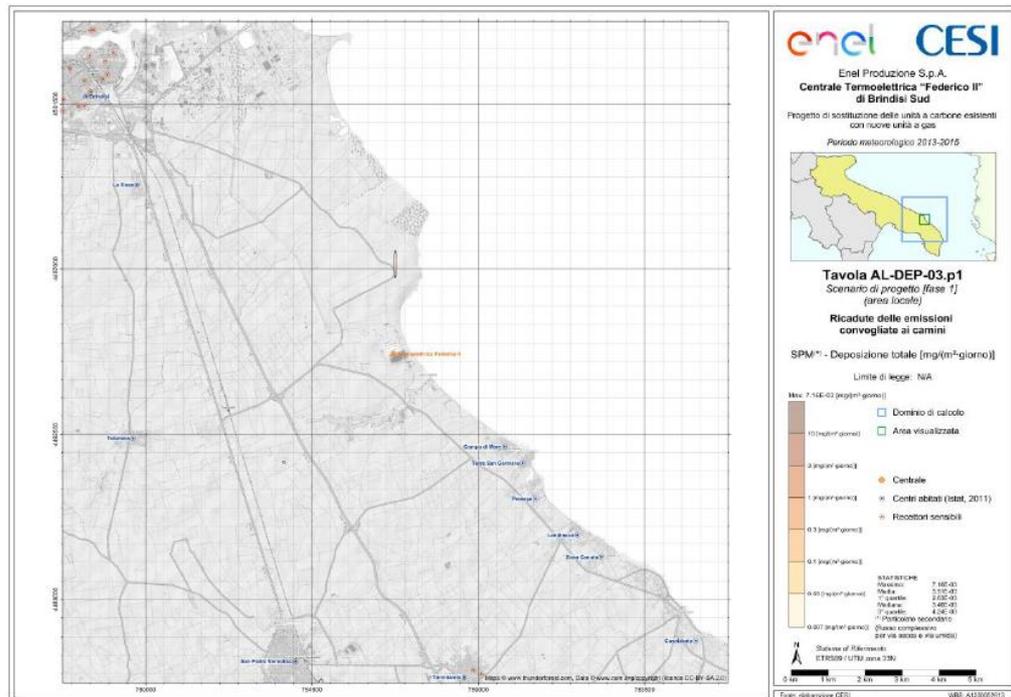


Tavola AL-DEP-03.p1 relativa alle deposizioni totali derivanti dalle emissioni convogliate ai camini nello scenario Fase 1 (OCGT 1A)

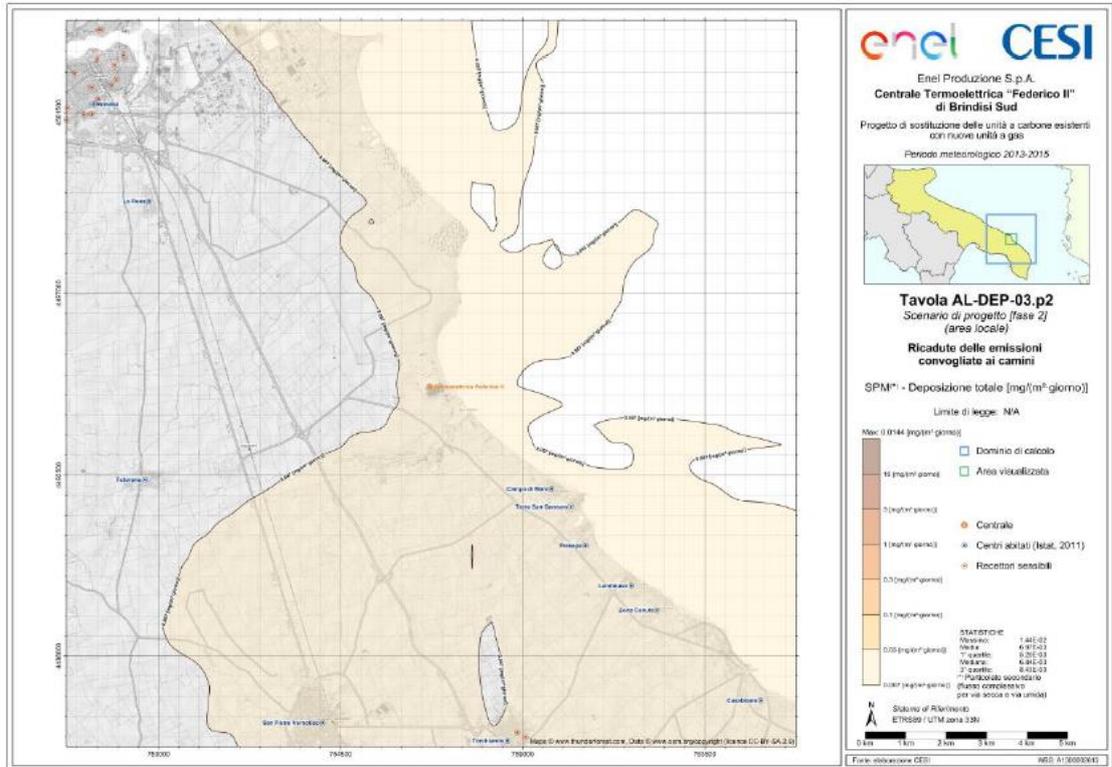


Tavola AL-DEP-03.p2 relativa alle deposizioni totali derivanti dalle emissioni convogliate ai camini nello scenario Fase 2 (OCGT 1B)

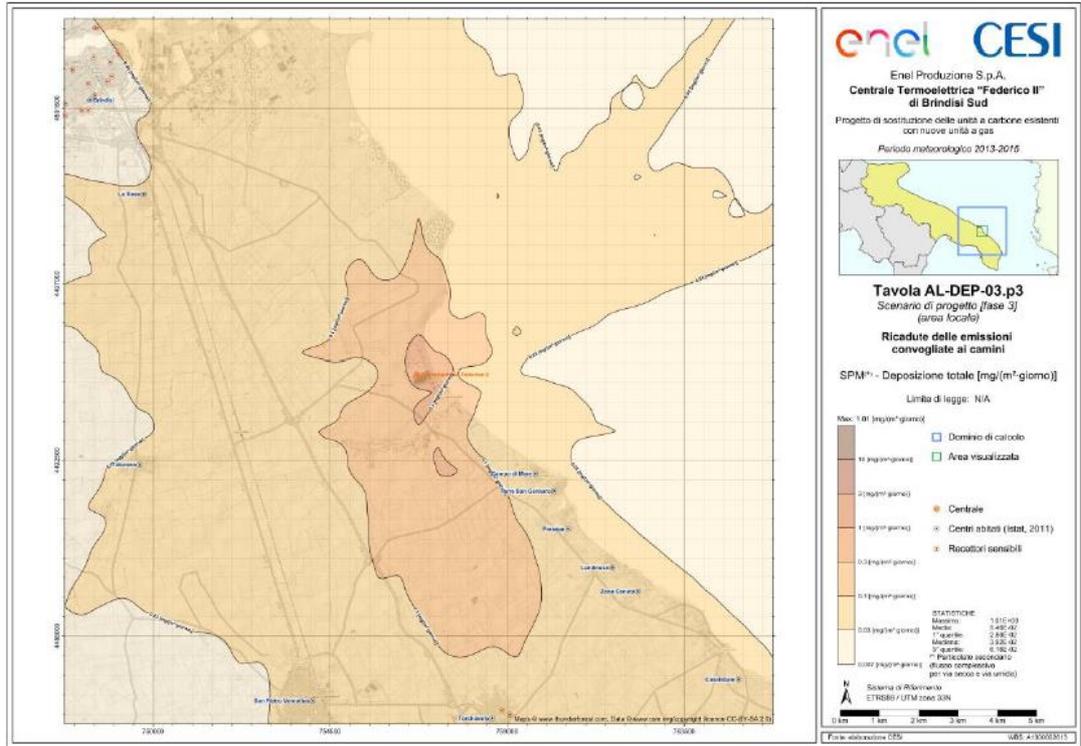


Tavola AL-DEP-03.p3 relativa alle deposizioni totali derivanti dalle emissioni convogliate ai camini nello scenario Fase 3 (CCGT 1A e 1B)

2. PARTE II - INTEGRAZIONI RICHIESTE DA TERZI

2.1. INTEGRAZIONI AL COMUNE DI BRINDISI

Facendo riferimento alla nota del Comune di Brindisi, prot.n.0083514 del 25.09.2020 e acquisita dal MATTM con prot.n.0075399 del 18.09.2020 si riportano nell'allegato "BS_Allegato_Integrazioni Comune Brindisi_analisi SWOT" le valutazioni in merito all'analisi SWOT effettuata.

Si riportano, inoltre, in allegato "BS_Allegato_Integrazioni Comune Brindisi_Shapefile" i file georeferenziati delle opere in progetto.

2.2. INTEGRAZIONE ALL'AUTORITÀ DI BACINO DISTRETTUALE

Facendo riferimento al parere espresso dall'Autorità di Bacino con prot. 11921/2020 del 23/06/2020, acquisito dal MATTM con prot. 0048008 del 24.06.2020, si riporta in allegato un aggiornamento della documentazione integrativa richiesta comprendente lo studio di compatibilità idrologica ed idraulica che esamina gli effetti al suolo prodotti dalla propagazione della piena bicentenaria, con la valutazione dell'impronta delle aree allagabili per l'eventuale individuazione delle misure e degli accorgimenti tecnici atti ad assicurare la sicurezza delle persone e la funzionalità nel tempo delle opere in progetto ("BS_Allegato_Integrazioni AdB_Studio idrologico-idraulico").

2.3. PARTE III

2.4. INTEGRAZIONI VOLONTARIE

2.4.1. Opera connessa

In merito al documento di Controdeduzioni ENEL, inviato con prot. 2020/65527, con riguardo al punto 25 di pag. 15/64 e al punto 39 di pag. 46/64, si inviano in allegato i documenti sull'opera connessa metanodotto SNAM che contengono le considerazioni del caso, rispettivamente "BS_Allegato_integrazioni_RE-ARPA-001_r2" e "BS_Allegato_integrazioni_RE-PUG-001_r2", inclusivi dei loro allegati di dettaglio."

2.4.2. Ottimizzazioni

Nell'ottica di operare in regime di sostenibilità ambientale e di economia circolare, in accordo con la normativa di riferimento, nella fase delle demolizioni propedeutiche alla realizzazione del nuovo impianto a gas potrà essere possibile ridurre la quantità di rifiuto prevedendo il parziale riutilizzo del calcestruzzo demolito come materiale inerte; questo sarà impiegato principalmente per l'esecuzione di substrati di riempimento e, in percentuale ridotta, mediante idonee imprese appaltatrici in possesso dei necessari requisiti, per l'eventuale confezionamento di nuovo calcestruzzo per riutilizzi interni al cantiere stesso. 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 ottimistica dei sottoprodotti generati.

La definizione esatta delle percentuali di riutilizzo verrà finalizzata durante la progettazione esecutiva in relazione alle effettive caratteristiche del materiale demolito.

Per il recupero di tali materiali si procederà tramite attività di 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 posizionato in prossimità dell'area di lavoro e sarà dotato di idonei sistemi per il contenimento del rumore e delle polveri che vengono a generarsi durante la lavorazione. Si fa inoltre presente che Enel metterà in atto un piano di monitoraggio delle polveri, come da documentazione allegata, durante tutte le fasi di cantiere.

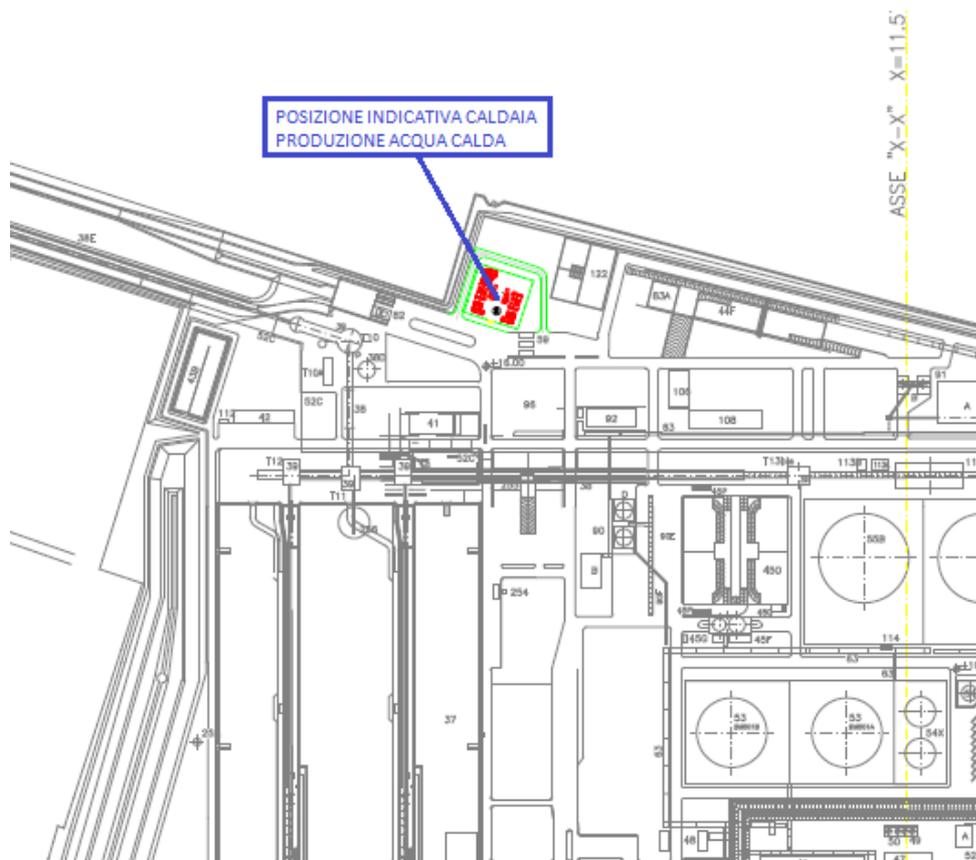
Il prodotto frantumato e certificato di tipo A1 verrà stoccato in area di lavoro come materiale inerte per riempimento scavi.

STIMA PRELIMINARE VOLUMI CLS [m³]		
Volume teorico CLS da demolire	m ³	~14.000
Volume inerte riutilizzabile, previa frantumazione*	m ³	~5.000
Volume inerte a rifiuto	m ³	~9.000

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

2.4.3. 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. Si veda posizione indicativa nello sketch seguente.



2.4.4. COMPATIBILITA' ELETTROMAGNETICA CONNESSIONE ALLA RTN

Si precisa che in tutte le fasi del progetto in configurazione 2+1 e sia nella prima che nella seconda fase del progetto alternativo 1+1 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 dell'isola di potenza e la sottostazione elettrica. Si allega il documento "BS_Allegato_integrazioni_Relazione CEM PBITC30205" attestante la compatibilità elettromagnetica dell'intervento, che copre in modo cautelativo sia il progetto 2+1 che l'alternativa 1+1.

2.4.5. PRECISAZIONE SU QUANTITA' E INTERFERENZE INDOTTE

A seguito di approfondimenti di progetto, per quanto riguarda le opere civili, sono state affinate le stime delle quantità (par. 7.2.5 della Relazione Progettuale PBITC0003101), e si considerano valide le seguenti, sia per il caso del progetto 2+1 che dell'alternativa 1+1 (come riportato anche nel documento allegato "BS_Allegato_punto_1_Configurazione 1+1_Addendum Relazione progettuale" già citato in precedenza).

Opere civili:

- scavi previsti: 60.000 m³ - di cui si prevede riutilizzo per 40.000 m³ - trasporti a discarica: 20.000 m³
- Calcestruzzi: 37.000 m³
- Conduit e tubi interrati: 32.000 m
- Pannellatura per edifici e coperture: 21.000 m²
- Strutture metalliche: 3600 tonnellate



3. PARTE IV

**3.1. INTEGRAZIONI IN RISPOSTA AL PARERE FORMULATO
DALL'ISTITUTO SUPERIORE DI SANITA' (ISS) – NOTA PROT.
N.0024832 DEL 17.07.2020**

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