



Centrale di Andrea Palladio di Fusina

Sostituzione delle unità a carbone esistenti con nuova unità a gas presso la centrale termoelettrica "Andrea Palladio" di Fusina (VE)

Integrazioni e chiarimenti



Centrale di “Andrea Palladio” di Fusina
Documento di dettaglio

Indice

1.	PARTE I	3
2.	PARTE II	41
2.1.	INTEGRAZIONI VOLONTARIE	41
2.1.1.	Prelievo Acqua di Laguna	41
3.	PARTE III	41
3.1.	INTEGRAZIONI IN RISPOSTA AL PARERE FORMULATO DELL’ISTITUTO SUPERIORE DI SANITA’ (ISS) - Nota prot.n.18648 del 20.05.2020	41

1. PARTE I

1.1 RICHIESTA INTEGRAZIONI RICEVUTE DA PARTE DELLA CTVIA - RICHIESTA INTEGRAZIONI RICEVUTE DA PARTE DELLA CTVIA - Nota MiTE prot.n.28559 del 18.03.2021, allegato nota CTVIA n.1203 del 09.03.2021

1. *Analisi delle alternative: si ritiene necessario descrivere almeno quelle 'alternative ragionevoli' che compendino l'opportunità di conservare la produttività del sito, incrementandone l'efficienza, e la compatibilità ambientale dell'opera in un'area già pesantemente lesa dall'attività in esercizio. In particolare devono essere esaminate quelle alternative che prevedano una produzione anche parziale basata sulle fonti rinnovabili o una più contenuta taglia dell'impianto GT al fine di:
 - a) contenere le emissioni di NH₃ in fase 2 per raggiungere almeno l'invarianza dei contributi massici di tutte le emissioni rispetto alla configurazione autorizzata. Si evidenzia inoltre che il contributo ulteriore di questo inquinante determina un incremento di particolato fine secondario che, seppur modesto, risulta incompatibile con le criticità ambientali dell'area di interesse e comunque non compensato dalla riduzione complessiva di PTS che incide principalmente sulla componente primaria;
 - b) rendere la proposta più coerente con gli obiettivi di transizione energetica e con le più probabili richieste del mercato, considerata anche la produzione di energia della centrale negli ultimi anni;
 - c) ridurre l'impatto assoluto su tutti i comparti ambientali in considerazione della reale attività del sito che, negli ultimi anni, risulta molto ridimensionata (mediamente inferiore al 50%) rispetto alla produzione autorizzata. Ciò renderebbe più realistico il confronto tra gli scenari proposti nel SIA che al momento si palesa teorico;
 - d) ridimensionare l'incremento netto degli impatti che deriva dal confronto con lo scenario 2025 in cui le comunità territoriali si sono già proiettate in termini di benefici ambientali rivenienti dalla chiusura della centrale.*

Risposta:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



Il **trend** crescente di eventi critici sarà ulteriormente aggravato nei prossimi anni a seguito della normativa nazionale e comunitaria, finalizzata al raggiungimento di una profonda decarbonizzazione del sistema energetico per far fronte ai gravi rischi del cambiamento climatico. Nel Piano Nazionale per l'Energia e il Clima (PNIEC), l'Italia si è impegnata ad abbandonare la produzione di carbone entro il 2025 e a raggiungere ambiziosi obiettivi di crescita delle fonti energetiche rinnovabili. Enel è fortemente convinta della necessità di perseguire questi due importanti obiettivi.

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

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

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

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

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

Enel ha focalizzato ormai da anni lo sviluppo nel campo di tutte le energie rinnovabili, nell'ottica di un processo di decarbonizzazione che sia più rapido possibile. La realizzazione mirata di capacità a gas a ciclo aperto e combinato

ad altissima efficienza, con i criteri di efficienza e compatibilità ambientale proposti nel pieno rispetto delle *Best Available Techniques* (BAT) di settore, si inserisce pienamente nell'impostazione tracciata dal PNIEC, con la funzione di rendere possibile il processo di phase-out dalla generazione a carbone e per complementare lo sviluppo delle fonti rinnovabili, garantendo la necessaria adeguatezza al sistema elettrico e per sopperire alle caratteristiche di discontinuità di produzione rinnovabile.

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

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

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

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

A titolo indicativo ed esemplificativo, si riportano di seguito i dati di *performance* ed emissivi del parco italiano, pubblicati nel report ISPRA 317/2020 "Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra nel settore elettrico nazionale e nei principali Paesi Europei"¹ ed il confronto con configurazioni basate su diverse taglie di TG disponibili sul mercato (fonte Gas Turbine World 2020)².

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

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

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

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 Fusina risultano abbondantemente migliorativi rispetto ai TG del parco termoelettrico italiano e rispetto ad altre taglie di potenze inferiori disponibili sul mercato (confronto tabella sopra riportata).

Inoltre con riferimento alla richiesta di esaminare una produzione basata sulle fonti rinnovabili, si precisa che Enel, coerentemente con gli obiettivi di transizione energetica, ha sviluppato per il sito di Fusina un insieme di soluzioni che integrano sul sito lo sviluppo delle fonti rinnovabili e BESS nell’ambito di un progetto di riqualificazione generale del sito che viene descritto nella risposta al punto 13 cui si rimanda per maggior dettaglio. In particolare, sono previsti 12 MW di capacità fotovoltaica, per una estensione pari a circa 19,8 ha, e fino a 30 MW di capacità BESS per una estensione di circa 1 ha, che verranno autorizzati con iter distinti dal procedimento del gas.

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

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

Pertanto il proponente potrà garantire un contributo non superiore all’attuale emissione massica alla capacità produttiva dell’impianto esistente, pari a circa 145 t/anno. In ciclo aperto sarà inoltre nullo il contributo per la componente di ammoniaca, in quanto non è utilizzato il catalizzatore SCR, poiché associato al generatore di vapore a recupero presente solo nella configurazione in ciclo combinato.

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

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

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

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

¹ rispetto al contributo attualmente autorizzato

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

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

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

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

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

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

Da questi scenari si evince che la generazione di energia da gas, continuerà ad essere necessaria risultando, al 2030, pari al 30% di tutta la domanda di energia del sistema italiano, anche nello scenario più ottimistico di penetrazione FER.

L’unità di Fusina in questo quadro svolgerà un ruolo chiave per consentire il phase-out della generazione a carbone e ai fini dell’adeguatezza e dell’equilibrio del sistema elettrico e, grazie alle elevate performance d’impianto, sostituirà parte della produzione degli impianti meno efficienti e performanti.

Si precisa inoltre che, nella fase 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 dell’unità, limitando il fuori servizio e venendo incontro a particolari esigenze della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

La mancata realizzazione della nuova Unità a Gas di Fusina, comporterebbe:

- **Il rischio di non disporre di un sufficiente livello di adeguatezza**, inteso come rapporto tra capacità di generazione programmabile e domanda di picco del sistema, come evidenziato dal Piano Nazionale Integrato dell’Energia ed il Clima, e di non poter così consentire il phase-out della generazione a carbone e lo sviluppo delle rinnovabili secondo i target previsti;
 - La necessità per il sistema elettrico di **dover sopperire alla quota di domanda** che non è possibile soddisfare con fonti rinnovabili **attraverso le unità termoelettriche esistenti del parco italiano, con efficienza media inferiore e peggiori performance ambientali rispetto a quelle della nuova unità a gas di Fusina.**
- **In merito alla richiesta formulata nel punto c), si evidenzia quanto segue.**

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

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

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

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

- in termini assoluti, nel rispetto dei valori limite previsti dalla normativa
- in termini relativi, rispetto allo stato attuale dei comparti ambientali che, essendo caratterizzati sulla base di dati rilevati in ambiente, includono peraltro il seppur minimo contributo dell’impianto attuale secondo la sua reale attività, oltre che 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 forte riduzione ed in particolare si evidenzia l’annullamento delle emissioni di SO₂ e PTS.

Al fine di consentire il significativo abbattimento delle emissioni di NO_x nella configurazione in ciclo combinato, si installerà un catalizzatore SCR che permette di ottenere livelli di performance ambientali elevatissime. Questi catalizzatori presentano livelli di efficienza molto elevati, ma comportano un limitato rilascio di NH₃ con ordini di grandezza limitatissimi che, come già rilevato alla precedente risposta 1.a), non supereranno l’attuale emissione

massica alla capacità produttiva dell’impianto esistente, pari a circa 145 t/anno.

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

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

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

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

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

Parimenti, il clima acustico dello scenario 2025 non sarà perturbato in modo significativo dal contributo della nuova unità, il quale risulterà in ogni punto minore del valore più restrittivo dei limiti di emissione, secondo la rispettiva classe acustica di appartenenza, anche considerando il contesto emissivo nel quale si inserisce la Centrale di Fusina.

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

2. *Con riferimento al combustibile utilizzato si dovrà redigere un programma previsionale fino al 2030 delle emissioni di CO₂ prodotte dall’impianto, per tutti gli scenari considerati, in linea con la pianificazione nazionale e gli incrementi previsti per la produzione da rinnovabili al fine di:*

- a) evidenziare la loro graduale riduzione necessaria per raggiungere 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 i profili di produzione da fonti di energia rinnovabile, GAS e carbone.

Scenario PNIEC - 55%	2020 (*)	2025	2030	Δ2020-2030
Domanda (TWh)	303	327	337	+ 34
Quota FER	38%	43%	55%	
Produzione da FER (TWh)	118	144	191	+73
Produzione da GAS (TWh)	141	144	132	- 9
Produzione da Carbone (TWh)	12	1	0	-12
Produzione di CO ₂ totale (MtonCO ₂)	72	67	62	-10

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

() Valori stimati al 2020*

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

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

() Valori stimati al 2020*

Si evidenzia che la produzione da GAS nel suo complesso continua a coprire una parte importante della domanda, con decrementi assoluti inferiori rispetto alla crescita delle FER in quanto parte della generazione è sostitutiva di quella attuale a carbone. In questo senso, i nuovi impianti GAS efficienti e flessibili contribuiscono alla diminuzione della produzione di CO₂.

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

- b) Sulla base di quanto già argomentato ai precedenti punti 1) e 2a), Enel conferma l’impegno alla progressiva riduzione del consumo di combustibili fossili e conseguentemente del loro impatto nello specifico impianto di Fusina, come già descritto nell’ambito dello Studio di Impatto Ambientale.

A livello globale Enel ha definito una linea strategica per tutto il Gruppo con particolare focus sulla sostenibilità ambientale, come comunicato ufficialmente lo scorso 24.11.2020 nell’ambito della presentazione agli Stakeholders del Piano Strategico 2021-2023³.

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

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

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

3. *Considerate le criticità ambientali dell’area d’interesse, al fine di impedire ulteriori impatti il Proponente dovrà integrare la documentazione presentata con un piano specifico per il monitoraggio delle polveri prodotte in particolare nella fase di cantiere. Detto piano dovrà prevedere l’utilizzo di sistemi automatici di conteggio ottico delle particelle in continuo ai confini dell’impianto e presso i recettori sensibili. Il piano dovrà inoltre prevedere che i dati possano essere tempestivamente valutati da un responsabile del monitoraggio ambientale, al fine di individuare anomalie nelle attività ed identificare prontamente azioni di mitigazione. Il posizionamento dei sistemi dovrà essere concordato con ARPA Veneto 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 polveri prodotte durante il cantiere mediante invece, l’utilizzo di sistemi automatici di conteggio ottico delle particelle in continuo ai confini dell’impianto e presso i recettori sensibili; pertanto tale proposta di piano integra, relativamente alla Tipologia G: Monitoraggio in corso d’opera, il monitoraggio della qualità dell’aria riportato nel Progetto di Monitoraggio Ambientale allegato allo Studio di Impatto Ambientale (Allegato E allo Studio di Impatto Ambientale) che è stato oggetto di revisione a seguito delle richieste di integrazione di cui al successivo punto 16. Il posizionamento dei sistemi di monitoraggio verrà concordato con ARPA Veneto. A tal proposito si sottolinea che è stata inviata la nota ENEL-PRO- 15/04/2021-0005785 (Fusina_Allegato – punto 3 – nota di trasmissione) con la richiesta di un incontro per concordare i contenuti della proposta di piano. Per maggiori

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

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

dettagli si rimanda all'allegato: “Fusina_Allegato – punto 3 – Piano di monitoraggio delle polveri”.

4. *Considerato il fatto che il progetto prevede l’inserimento della centrale, pur nella nuova configurazione, nella vasta area industriale soggetta a bonifica di Porto Marghera e tenuto conto delle relative criticità ambientali, si ritiene necessario che il Proponente descriva analiticamente gli altri impianti ricadenti nell’area vasta, approvati o esistenti, in fase di costruzione o già in esercizio, valutando compiutamente gli impatti cumulativi su ciascuno dei fattori ambientali.*

Risposta:

La valutazione dei potenziali impatti ambientali sulle varie componenti viene effettuata mediante il confronto con la situazione attuale e reale in pieno accordo con la normativa e le Linee Guida vigenti in materia di Valutazione di Impatto Ambientale.

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

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.

Per quanto riguarda gli impatti cumulativi dell’assetto di progetto, come evidenziato nei risultati modellistici presentati nell’Allegato A del SIA, saranno garantiti miglioramenti, in termini di emissioni specifiche della Centrale, derivanti da entrambi gli scenari di progetto (OCGT e CCGT). È dunque lecito assumere 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 fotoinserti realistici delle nuove opere nel contesto attuale, di carattere segnatamente 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 di VIA del MiTE, della Regione Veneto e della Provincia di Venezia i seguenti impianti autorizzati potrebbero essere di interesse ai fini della valutazione degli impatti cumulativi nell’area di interesse, data la loro vicinanza e data la tipologia di impianto:

- “Rifacimento, con miglioramento ambientale, della centrale termoelettrica di Marghera Levante - Comune di localizzazione: Venezia (VE)”. Proponente: EDISON S.p.A.

- “Polo impiantistico di Fusina per la gestione dei rifiuti - progetto di aggiornamento tecnologico - Comune di localizzazione: Venezia (VE)”. Proponente: Ecoprogetto Venezia S.r.l.

Si riporta nel seguito una valutazione degli impatti cumulativi del Progetto proposto con il Progetto di rifacimento con miglioramento ambientale della Centrale EDISON di Marghera Levante, autorizzato con Decreto del Ministero dell'Ambiente DM-2018-0000348 del 20/12/2018 e distante circa 1,5 km a Nord.

Si osserva che nell'Allegato A “Emissioni degli inquinanti in atmosfera e valutazione delle ricadute sulla qualità dell'aria” (Rapporto CESI B9014444) allo Studio di Impatto Ambientale del Progetto proposto è riportata al capitolo 3 “Caratterizzazione dello stato della qualità dell'aria” una dettagliata valutazione dello stato attuale della qualità della componente atmosfera sulla base delle informazioni rese disponibili da ARPA Veneto mediante la rete di monitoraggio regionale della qualità dell'aria.

Lo studio ha identificato in particolare le stazioni di Via Malcontenta (Industriale Suburbana, IS), a circa 4 km in direzione Ovest e di Sacca Fisola, (Fondo Urbana, FU), a circa 5 km in direzione Est quali maggiormente rappresentative dell'area di interesse.



Figura 3.4.1 – Centrale Enel di Fusina e stazioni di monitoraggio della qualità dell'aria di Via Malcontenta (IS) e Sacca Fisola (FU)

I dati rilevati da tali postazioni possono essere ritenuti quindi rappresentativi della concentrazione di fondo nell'area di interesse ovvero, della concentrazione somma dei contributi di tutte le sorgenti presenti sul territorio stesso e degli apporti da aree esterne.

I dati relativi all'anno 2018 riportano per i parametri di interesse i seguenti valori:

- Concentrazione media annua di NO₂:
 - Via Malcontenta: 28 µg/m³
 - Sacca Fisola: 28 µg/m³
- Numero di superamenti della concentrazione media oraria di 200 µg/m³ NO₂:
 - Via Malcontenta: 0
 - Sacca Fisola: 0
- Concentrazione media annua di NO_x:

Centrale di “Andrea Palladio” di Fusina Documento di dettaglio

- Via Malcontenta: 76 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ (anno 2017, (non rappresentative per la protezione della vegetazione cui si riferisce il limite normativo));
- Sacca Fisola: 63 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ (anno 2017, (non rappresentativa per la protezione della vegetazione cui si riferisce il limite normativo)
- Mansué (TV): 22 $\mu\text{g}/\text{m}^3$, (rappresentativa per la protezione della vegetazione cui si riferisce il limite normativo ma distante circa 50 km a Nord);
- Concentrazione media annua di PM_{10} :
 - Via Malcontenta: 37 $\mu\text{g}/\text{m}^3$
 - Sacca Fisola: 33 $\mu\text{g}/\text{m}^3$
- Numero di superamenti della concentrazione media oraria di 50 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ PM_{10} :
 - Via Malcontenta: 59
 - Sacca Fisola: 39
- Concentrazione media annua di $\text{PM}_{2.5}$:
 - Via Malcontenta: 26 $\mu\text{g}/\text{m}^3$
 - Sacca Fisola: non disponibile
- Concentrazione massima media su 8 ore di CO: nessun superamento del limite in tutte le postazioni regionali, (98°percentile orario rilevato nel 2017 in stazioni di traffico urbano pari a 2 mg/m^3).

Poiché le registrazioni fanno riferimento alla somma di tutte le sorgenti emissive presenti sul territorio nel periodo di registrazione è opportuno sottolineare che l'assunzione di tali valori quali concentrazioni di fondo comporta ricomprendere quindi anche i contributi associati all'esercizio nel periodo sia dell'attuale Centrale Enel Andrea Palladio, sia dell'attuale Centrale Edison Marghera Levante che, in base ai dati pubblicati nel Rapporto annuale AIA 2017 della Centrale EDISON di Marghera Levante, risulta essere stata esercitata per un numero rilevante di ore soprattutto per i gruppi TG5, TV1 e TV2 (ore di funzionamento Gruppo TG3 1'886; Gruppo TG4 1'433; Gruppo TG5 6'483; Gruppo TV1 8'168; Gruppo TV2 6'506).

Poiché, come riportato nello Studio di Impatto Ambientale del Progetto di rifacimento della Centrale EDISON di Marghera Levante, il rifacimento autorizzato comporterà una riduzione del contributo di questo impianto è quindi ragionevole considerare che l'attuale fondo registrato sia rappresentativo (con un certo grado di cautela) anche del fondo nel futuro quadro emissivo in cui il nuovo assetto della Centrale Edison sostituirà l'attuale.

La seguente tabella è derivata dalla Tabella 4.2.12 riportata nel citato Allegato A allo Studio di Impatto Ambientale, riportando il contributo del Progetto proposto nel punto di massima ricaduta e la concentrazione di fondo così come descritta nella presente nota.

Si può notare che la somma della concentrazione di fondo e del contributo dell'impianto (anche considerato in via conservativa nel punto di massima ricaduta) consente di valutare l'impatto cumulativo del progetto e delle altre sorgenti presenti sul territorio, ivi compresa la Centrale EDISON Marghera Levante. Si osservi, quale ulteriore elemento di cautela che le concentrazioni di fondo così calcolate includono comunque il contributo effettivo della Centrale Enel nell'attuale nel periodo temporale cui esse si riferiscono e che verrà a mancare a seguito della realizzazione del Progetto proposto.

Parametro	Unità	Valore limite	Conc.ne di fondo	Contributo C.le ENEL Fusina nel punto di massima ricaduta		
				Sc. attuale	Sc. di prog. fase 1	Sc. di prog. fase 2
NO ₂ – Concentrazione media annua	µg/m ³	40 (V.L.)	28	5.57	0.12	0.27
NO ₂ – Conc. oraria superata 18 volte per anno	µg/m ³	200 (V.L.)	n.d.	177.7	14.1	12.2
NO ₂ – Superamenti della soglia conc. Oraria	n°	18	0	0	0	0
NO _x – Concentrazione media annua	µg/m ³	30 (L.C.)	63-76 (non rappresentative) (22 Mansué)	8.19	0.13	0.3
PM ₁₀ – Concentrazione media annua	µg/m ³	40 (V.L.)	33-37	0.909	0.006	0.005
PM ₁₀ – Conc. giorn. superata 35 volte per anno	µg/m ³	50 (V.L.)	n.d.	2.814	0.021	0.015
PM ₁₀ – Superamenti della soglia per la Conc. giornaliera	n°	35	0	0	0	0
PM _{2,5} – Concentrazione media annua	µg/m ³	25 (V.L.)	26	0.913	0.006	0.005
CO – Conc. media massima giorn. su 8 ore	mg/m ³	10 (V.L.)	<2	0.029	0.031	0.059

Relativamente al progetto di Ecoprogetto s.rl. si osserva che esso prevede l'efficientamento dell'impianto di produzione di energia elettrica e termica esistente e autorizzato con l'aggiunta di biomasse provenienti dal circuito del trattamento dei rifiuti da raccolte differenziate del territorio.

Il proponente Ecoprogetto s.rl. nel SIA (Documento 19 V01_A_SIA_20190325, pag.186) dichiara inoltre quanto segue: "Gli interventi di progetto relativamente alle linee di produzione energia non danno luogo a peggioramento e/o aumento delle emissioni in atmosfera rispetto all'attuale situazione autorizzata con Decreto regionale n. 1881/2017 ai sensi del D.lgs 152/2006 e D.lgs 387/2003. Le emissioni dell'impianto di produzione CSS non subiranno alcuna variazione rispetto alla configurazione autorizzata".

Da quanto dichiarato dal proponente Ecoprogetto s.rl. si può pertanto ipotizzare che tale progetto non abbia indotto modifiche sostanziali alla qualità dell'aria dell'area di interesse, e che pertanto anche tale impatto possa considerarsi già incluso nello stato di qualità dell'aria attualmente presente sul sito.

5. In relazione alle dismissioni delle esistenti unità a carbone FS1-FS4 e della FS5, già attualmente non in esercizio, e alle conseguenti demolizioni di progetto nel contesto della fase di cantiere, risulta necessario approfondire 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, prevedendo inoltre la riqualificazione ambientale dei siti dismessi, compreso il carbonile.

Risposta:

Enel sottolinea che, in relazione alle demolizioni propedeutiche alla realizzazione del progetto, si è approfondito lo studio delle attività, che sono state individuate con un maggiore dettaglio, rispetto a quanto illustrato nel par. 7.1 del documento PBITC0003001 Fusina Relazione tecnica allegato allo Studio di Impatto Ambientale.

Il volume totale atteso per tutto il calcestruzzo demolito, considerando le demolizioni delle fondazioni minori, ammonta a circa 12.000 m³, fino alla quota massima richiesta, e risulta inferiore ai 13.000 m³ dichiarati in prima istanza (*doc. PBITC0003001 par.7.3.3.*).

Si riporta di seguito, dettaglio di quanto illustrato:

DEMOLIZIONI CALCESTRUZZI SOTTO TERRA

Si tratta di tutte le demolizioni che afferiscono alla vasca di calma/pompaggio e ad un tratto del canale di adduzione e di scarico. In particolare:

- Demolizione completa del canale di aspirazione in cemento armato e di tutte le installazioni civili pertinenti a questa zona. Il tratto di canale parte dalla recinzione di impianto fino alla vasca delle pompe acqua di circolazione, ha una lunghezza di circa 70 mt, e raggiunge in alcuni punti la profondità circa di - 6.4 mt rispetto a piano campagna. Il canale ha una larghezza media di circa 6 metri netti.



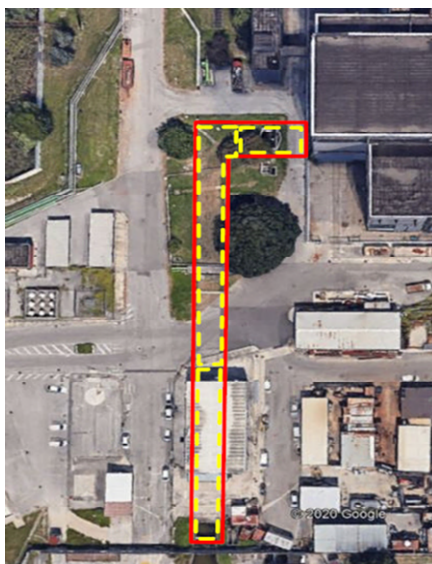
- Demolizione completa della vasca interrata in cemento armato, dei gargami e di tutte le installazioni civili pertinenti a questa zona, fino ad una profondità circa di - 9.00 mt rispetto al piano di calpestio. La vasca realizzata in calcestruzzo armato ha lunghezza di circa 35 m e larghezza fino a 16 m.



- Demolizione completa delle 2 tubazioni De 2300 (tipo Bonna) interrate di mandata pompe acqua di circolazione e relativi masselli di cemento a supporto degli stessi. I tubi collegano la vasca pompe acqua circolazione al cassone di fondazione esistente, che verrà salvaguardato. Ogni tubazione si estende per un tratto di lunghezza di circa 60 mt e raggiunge la profondità circa di - 5.00 mt rispetto a piano calpestio.



- Demolizione parziale o completa, in relazione al progetto finale, dei canali di scarico a partire dalla parete perimetrale del cassone di fondazione per un tratto di sviluppo complessivo intorno ai 16 mt. La profondità massima è circa di - 5.00 mt rispetto a piano calpestio.



Le demolizioni relative ai canali e alla vasca di calma sono stimate in circa 4.400 m³.

Si prevede anche di dover demolire ulteriori fondazioni minori, meno profonde, che risulteranno interferire con le fondazioni e le sottofondazioni del nuovo impianto, per ulteriori 3.200 m³.

DEMOLIZIONI CALCESTRUZZI SOPRA TERRA

Le demolizioni in calcestruzzo delle parti sopra terra interessano la ciminiera, il cavalletto di turbina, il basamento dei precipitatori, la fondazione dei ventilatori, l’edificio magazzino, l’edificio servizi ausiliari, demi e compressori, l’edificio pompe antincendio e il basamento del trasformatore. La stima attesa per queste demolizioni è di circa 4.400 m³.

Inoltre, in riferimento agli interventi di demolizione previsti nel progetto che portano alla generazione di quantità/volumi di conglomerato cementizio armato da classificare come rifiuto e conferire presso idonei impianti autorizzati secondo quanto previsto dalla normativa vigente.

FRANTUMAZIONE E DEFERRIZZAZIONE CALCESTRUZZO

Nell’ottica di operare in regime di sostenibilità ambientale e di economia circolare, in accordo con la normativa di riferimento il proponente si potrà avvalere della possibilità di ridurre la quantità di rifiuto prevedendo il parziale riutilizzo del calcestruzzo demolito come materiale inerte, da impiegare principalmente per l’esecuzione di substrati di riempimento e, in percentuale ridotta, mediante idonee imprese appaltatrici in possesso dei necessari requisiti, per il confezionamento di nuovo calcestruzzo per riutilizzi interni al cantiere stesso.

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 deferrizzazione del calcestruzzo e successiva frantumazione, fino a garantire un fuso granulometrico di tipo A1 (sottotipi A1a o A1b UNI 11531-1_2014).

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

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	~12.000	
Volume inerte riutilizzabile, previa frantumazione *	m ³	~4.400	
Volume inerte a rifiuto	m ³	~7.600	

* La percentuale di riutilizzo è calcolata sul volume teorico di CLS da demolire sulle parti fuori terra

In relazione all’identificazione degli interventi di demolizione previsti dal progetto, si conferma la valutazione degli impatti generati nella fase di cantiere sui fattori e componenti ambientali interferiti e le relative misure da porre in atto per la mitigazione di tali effetti già presentata nello Studio di Impatto Ambientale.

Il Piano di Monitoraggio Ambientale presentato ha considerato tutti i fattori ambientali potenzialmente soggetti ad impatti significativi negativi in corso d’opera ed è stato ora esteso agli altri fattori ambientali, nonché coordinato con le altre attività di controllo in corso nell’area industriale, comprese quelle connesse alle attività di bonifica dell’area SIN. Esso comprende inoltre i monitoraggi aggiuntivi specifici richiesti cui si rimanda per maggiori dettagli (punto 3 e punto 11).

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

Risposta:

Come già indicato nello Studio di Impatto Ambientale presentato per 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.

7. Considerata la predisposizione del piano preliminare di utilizzo e dunque la scelta progettuale di riutilizzo delle terre e rocce da scavo, qualora rispondenti ai requisiti per tale impiego, nello stesso sito rispetto a quello di produzione, ciò dunque escludendo l'eventuale utilizzo della superficie indicata come "Area supplementare" in quanto esterna al sito industriale, occorre:

- a) verificare la piena disponibilità, idoneità e capienza delle aree di cantiere identificate, interne al sito industriale, approfondendo e chiarendo inoltre la coerenza degli interventi di progetto compresa la caratterizzazione dei materiali di scavo con il progetto di bonifica approvato, che ha indicato il sito di progetto come "area di non intervento";

Risposta:

Nel corso dello sviluppo del Progetto ed al fine di ottimizzare le sequenze realizzative si è rivalutata l'estensione dell'area di deposito materiali e per gli uffici Enel & Contractors di costruzione/commissioning, pertanto la totalità dell'area necessaria è di circa 55.000 m².

Le aree interne disponibili sono circa 35.000 m², di cui:

- 23.000 m² nell'area dei bacini (area A di Figura 7.2) e
- ulteriori circa 10.000 m² (area B di Figura 7.2) +circa 2.000 m² (area C di Figura 7.2), ad integrazione di quanto indicato nella prima richiesta (Figura 7.1), messi a disposizione dalla centrale.

Queste aree, come riportate in Figura 7.2, saranno adibite ad Area Imprese e deposito materiali.

L'area che precedentemente era stata identificata in giallo (Figura 7.1) come Area Supplementare per il deposito e lo stoccaggio dei materiali, a seguito di un approfondimento con i proprietari del terreno, si è ritenuto non fosse idonea. Si procederà quindi a prendere in affitto da terzi un'area (diversa dall'Area Supplementare) all'esterno dell'impianto da utilizzare come aree di stoccaggio materiali (circa 20.000 m²).

Le aree indicate in Rosso sono aree di Lavoro con nuova realizzazione di Opere.



Figura 7.1: Planimetria presentata nel procedimento di VIA

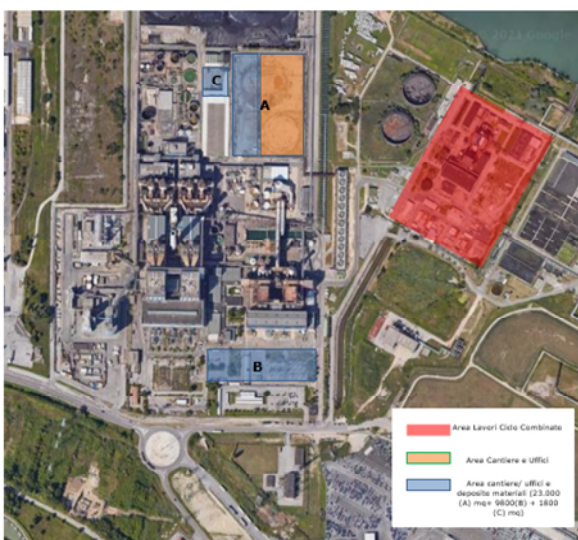


Figura 7.2: Nuova Planimetria

A seguito dell’approfondimento condotto in merito alle aree di cantiere, si precisa che, diversamente da quanto riportato nel Rapporto CESI B8016903 “Piano preliminare di utilizzo in sito delle terre e rocce da scavo escluse dalla disciplina dei rifiuti (ai sensi dell’art. 24 del D.P.R. 120/2017)”, non è più previsto il riutilizzo del materiale eventualmente scavato nell’ area A, e analogamente nelle aree aggiunte B e C sopra indicate. Non sarà dunque necessario eseguire indagini preliminari a tale scopo. Si riporta pertanto nella Figura 7.3 seguente un aggiornamento della proposta di indagine (a sostituzione della Figura 10 del Rapporto CESI B8016903 allegato all’istanza inviata), precisando che qualora si rendesse necessario effettuare scavi localizzati, finalizzati agli allacciamenti alla rete fognaria e/o elettrica, nelle aree di cantiere si procederà con lo smaltimento delle terre di risulta secondo la normativa vigente.



Figura 7.3

Riguardo alla coerenza degli interventi proposti con il progetto di bonifica approvato, si chiarisce che tale Progetto di Bonifica (di seguito POB), approvato dal MATTM in data 23/07/2015 con prot. n. 0000312/STA, prevede un'area di circa 50 mq che sarà interessata dalle attività di scavo e smaltimento. Tale area non interferisce direttamente, come rappresentato nella seguente Figura 7.4, in quanto distinta dal sito di progetto richiamato nel Rapporto CESI B8016903 "Piano preliminare di utilizzo in sito delle terre e rocce da scavo escluse dalla disciplina dei rifiuti (ai sensi dell'art. 24 del D.P.R. 120/2017)" Allegato allo Studio di Impatto Ambientale allegato all'istanza.

Infatti, non tutto il sito di progetto è indicato come "area di non intervento", ma solo l'area circostante i punti S40 e S119, come specificato anche nel PPdU (par. 5.5, pag. 28).



Figura 7.4

Si specifica inoltre che nell’area di bonifica, definita “area di non intervento” (come comunicato agli Enti di Controllo con nota Enel-PRO-25/05/2016-0018137) per la presenza di un elettrodotto da 220 kV, non sussiste più l’interferenza dichiarata, in quanto l’elettrodotto non risulta più in esercizio. Pertanto, Enel prevede di eseguire il progetto di bonifica con fine lavori entro il secondo semestre 2021, specificando che i materiali di scavo relativi all’area di bonifica saranno gestiti come previsto nel progetto stesso (scavo e smaltimento).

Si chiarisce pertanto che si ravvisa piena coerenza tra il POB e il Piano preliminare di utilizzo in sito delle terre e rocce da scavo escluse dalla disciplina dei rifiuti, non essendoci interferenza né areale né temporale tra gli interventi.

- b) *considerata la presenza certa di terreni di riporto sottofalda nei siti di scavo, approfondire gli aspetti relativi alla loro caratterizzazione, alla quantificazione dei materiali antropici entro i riporti e ai test di cessione;*

Risposta:

Si fa presente che nel PPdU è riportato l’assetto idrogeologico superficiale locale nel quale vengono descritte due falde denominate “Acqua nel riporto” (con profondità da 0 a 3-5 m sotto il piano campagna) e “Prima falda” (oltre i 5 m di profondità dal piano campagna): poiché il medesimo piano riporta diversi punti di indagine che si spingeranno a profondità massime di 2 e 5 m dal piano campagna e vista la frequenza verticale dei prelievi di campioni che verranno effettuati nei due casi, ne consegue che quanto previsto dal piano in termini di analisi interesserà in gran parte campioni di terreno saturo.

Come riportato nel paragrafo 6.1.2 del Rapporto CESI B8016903 “Piano preliminare di utilizzo in sito delle terre e rocce da scavo escluse dalla disciplina dei rifiuti (ai sensi dell’art. 24 del D.P.R. 120/2017)”, nel caso di presenza di terreni di riporto (sia nel terreno insaturo sia nel terreno saturo), così come definiti dalla Legge n.28 del 24 marzo 2012, art. 32 e previsto dal D.P.R. 120/2017 (art. 4, comma 3), si prevede un campionamento dedicato e finalizzato a:

- a) definire la percentuale in peso del materiale di origine antropica eventualmente presente, da effettuarsi secondo la metodologia di cui all’Allegato 10 del D.P.R. 120/2017;
- b) eseguire il test di cessione, da condursi secondo le metodiche di cui al D.M. del 5 febbraio 1998, per i parametri pertinenti (indicati nel paragrafo 6.1.3).

Tale campionamento integra lo schema di prelievo e analisi di terreni e acque sotterranee proposti 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.

- c) *approfondire le modalità (siti di stoccaggio temporaneo, vie utilizzate, siti di conferimento finale, ecc.) di smaltimento dei materiali di scavo e il quadro degli impatti attesi, visto che anche nel caso di loro idoneità al riutilizzo nello stesso sito di produzione, il progetto prevede il riutilizzo di soli 8.000 m³ rispetto ai 40.000 m³ di scavo.*

Risposta:

Enel, nell’ottica di **ottimizzare le attività di scavo**, ha inserito nello sviluppo del progetto una serie di miglioramenti volti a ridurre le volumetrie di scavo del 12%. In particolare, sono state implementate le seguenti modifiche:

- a) Collegamento alla rete gas di SNAM in un punto più vicino alla nuova unità gas.
- b) Recupero cassone di fondazione
- c) Percorso acqua di circolazione
- d) Ottimizzazione edificio servizi industriali

a) Nuovo collegamento a PDR SNAM

Al fine di ottimizzare gli interventi è stato studiato un nuovo schema di collegamento configurato con un nuovo punto di consegna (PDR) in prossimità della torre evaporativa dove transita un metanodotto SNAM esistente destinato ad altre utenze. L’attività di stacco e realizzazione del PDR sarà a cura di SNAM che provvederà anche alla relativa autorizzazione.

Sarà a cura di Enel realizzare una stazione di filtrazione e misura del gas naturale, in adiacenza al PDR di SNAM. Dopo lo stadio di filtrazione e misura, il tracciato del gas metano raggiungerà l’area dove è prevista la stazione di regolazione ed eventuale compressione del gas.

Nella prima figura sottostante viene indicata con il tratteggio la parte a cura di SNAM. Si sottolinea che la soluzione qui proposta prevede tubazioni ed apparecchiature esclusivamente all’interno della proprietà Enel nel rispetto della normativa vigente e nello specifico delle distanze e dei requisiti di sicurezza.

Nella seconda figura, invece, è riportato il percorso associato alla soluzione originaria, che avrebbe sfruttato la connessione gas esistente, come riportato nella Relazione Progettuale allegata allo Studio di

Centrale di “Andrea Palladio” di Fusina Documento di dettaglio

Impatto Ambientale inviata con l’istanza (documento *PBITC0003001-Progetto preliminare di sostituzione delle unità a carbone esistenti con nuova unità a gas capitolo 6*).



Figura – Seconda soluzione collegamento nuovo PDR



Figura – Prima soluzione collegamento PDR esistente

La nuova soluzione qui proposta è stata verificata e concertata con SNAM; SNAM ha confermato che il nuovo punto di connessione è in grado di rispondere alle esigenze tecniche del ciclo combinato, garantendo la portata richiesta per il suo funzionamento. È importante sottolineare che la nuova soluzione di collegamento che qui viene proposta comporta altresì benefici tecnici ed ambientali quali:

- *Riduzione di 800 mt del percorso della tubazione (diametro 16”, pari a 400 mm) migliorando, di conseguenza, anche gli aspetti di sicurezza associati.*
- *Riduzione degli scavi associati al percorso di tubazione.*

Centrale di “Andrea Palladio” di Fusina Documento di dettaglio

- *Ottimizzazione delle prestazioni riducendo le perdite di carico di linea.*

La nuova soluzione di collegamento sarà oggetto integrante dell'accordo con SNAM e sarà adottata alla conclusione positiva del medesimo, per il quale Snam Rete Gas ha già emesso offerta.

b) Recupero cassone di fondazione

Nell'ottica di ridurre gli scavi e di massimizzare i riutilizzi, si prevede di riutilizzare la fondazione compensata a cassone, che attualmente costituisce la struttura di sostegno dell'unità Fusina 5. Per poter riutilizzare integralmente il manufatto e limitare le modifiche sono state apportate piccole revisioni alla sistemazione delle apparecchiature e degli edifici, in modo da ottimizzare il riutilizzo del cassone.

Il cassone è utilizzato come sottofondazione dell'edificio ausiliari elettrici del turbogas e turbina a vapore.



c) Percorso acqua di circolazione

Il percorso dei due tubi di acqua circolazione che collegano il condensatore alla torre evaporativa è stato portato fuori terra per un tratto lungo circa 200 mt, in corrispondenza della recinzione Sud di impianto, in una zona dove non sono previsti intralci a livello di viabilità di centrale né impatti di tipo visivo/ paesaggistico.

d) Ottimizzazione edificio servizi industriali

Nell'ottica di ottimizzare le nuove volumetrie si passa da un volume inizialmente previsto di circa 5100 m³, a circa 2750 m³. In particolare, la modifica all'edificio servizi industriali (pos.5 del layout) riguarda la sola copertura di alcuni ausiliari di impianto (compressori aria / essiccatore) circa 750 m³, mentre la caldaia ausiliaria sarà posta esternamente al suo fianco.

Centrale di “Andrea Palladio” di Fusina Documento di dettaglio

Nell’area prevista per il pretrattamento acqua industriale (pos. 75) sarà, inoltre, realizzato un nuovo edificio, allo scopo di proteggere meglio le relative apparecchiature, del volume di circa 2000 m³.

Sempre ai fini di un’ottimizzazione degli spazi e della logistica, è stato effettuato lo scambio di posizione tra edificio sala controllo (pos.19) e serbatoio antincendio (pos.18).

La riduzione complessiva di nuove volumetrie comporta anche un beneficio in termini di scavi.

Le modifiche sopra descritte sono riportate nel layout allegato, documento Fusina_Allegato punto 7d)_PBCFU98000.00, che sostituisce il documento PBITC00900.02 e nel relativo Fusina_Allegato – punto 7d)_fotoinserimento, che ne dimostra l’impatto trascurabile in termini visivi. Anche le sezioni di impianto non subiscono modifiche significative.

A conclusione della descrizione delle ottimizzazioni proposte (punti a), b), c), d)), si evidenzia che il contributo che ne deriva in termini di ottimizzazione degli scavi è pari a una riduzione dei volumi di scavo di circa 6.000 m³, che riferiti ai 40.000m³ sommati ai 10.000 m³ (tubo acqua di circolazione) riportati nella documentazione in Istanza, è circa il 12%.

Per quanto attiene **all’ottimizzazione dei riutilizzi** Enel prenderà in considerazione, previa analisi di idoneità, l’aumento di tali quantitativi. Si prevede la possibilità di poter incrementare il riutilizzo in loco dei materiali di scavo fino a circa 12.000 m³. Pertanto, la riduzione degli scavi proposta e l’aumento del riutilizzo in loco andranno a ottimizzare la gestione delle terre come indicato in sintesi nella seguente tabella:

	Volumi di scavo	Volumi di terra riutilizzata (*)	Volumi di terra da conferire come rifiuto
<u>Prima istanza</u>	<u>50.000</u> <u>(40.000+10.000)</u> <u>m³</u>	<u>8.000 m³</u>	<u>42.000 m³</u>
<u>Situazione aggiornata con la presente documentazione</u>	<u>44.000 m³</u>	<u>12.000 m³</u>	<u>32.000 m³</u>

(*) volumi condizionati ad analisi di idoneità

Per le modalità di smaltimento/recupero, prima dell’inizio dei lavori si definirà in dettaglio e invierà il piano esecutivo di gestione delle terre con l’indicazione dei siti di destinazione finale appartenenti al comparto qualificato Enel in Italia.

8. *Considerata la prevista quota di scavo fino a 5 m di profondità dal piano campagna e tenuto conto della ridottissima soggiacenza della falda, risulta necessario approfondire la caratterizzazione geotecnica dei siti oggetto di interventi significativi di interazione con il sottosuolo, attraverso indagini specifiche e significative ad integrazione dei dati di letteratura, verificando l’idoneità delle scelte progettuali allo stato implementate per la posa della fondazioni (pali vibro-infissi intestati alla profondità di 20 m circa rispetto al piano campagna).*

Risposta:

Nel corso del 2020 nell’area di interesse, Enel ha effettuato una specifica campagna geognostica integrativa (sondaggi, prove penetrometriche statiche, prove geofisiche, prove di laboratorio). Sulla base dei risultati di tale campagna di indagini è stata redatta una specifica relazione geologica, di pericolosità sismica ed una specifica relazione geotecnica di caratterizzazione.

In relazione alla natura del terreno presente nel sito, ai carichi e alle caratteristiche di funzionalità delle strutture principali, sono state previste fondazioni di tipo profondo costituite da pali dislocanti gettati in opera (FDP), invece dei pali vibro-infissi previsti nelle prime fasi di sviluppo del progetto.

I pali che verranno impiegati hanno un diametro di 600 mm e saranno spinti fino alle profondità di 19 m e 25 m dal p.c.

Per maggiori dettagli si rimanda ai documenti allegati:

- Fusina_Allegato punto 8_Relazione indagini geotecniche PBCFU20006
- Fusina_Allegato punto 8_Relazione geologica e di modellazione sismica PBCFU20021
- Fusina_Allegato punto 8_Sezione stratigrafica PBCFU20022
- Fusina_Allegato punto 8_Relazione geotecnica di caratterizzazione PBCFU20007.

9. *Ferma restando la necessità, se del caso, della compatibilità idraulica delle opere di progetto con le norme di attuazione in materia di pianificazione di bacino, dal momento che il sito risulta esposto ad alluvionamento nel caso di eventi estremi e vista l’aumentata frequenza di questi, risulta necessario verificare la compatibilità dell’intervento con le previsioni di innalzamento del livello del mare e di subsidenza avendo a riferimento il tempo di vita dell’opera in progetto, esplicitando le scelte progettuali previste a mitigazione di detti effetti.*

Risposta:

In merito alla previsione di innalzamento del livello del mare nel sito, con riferimento al tempo di vita dell’opera (50-60 anni) e quindi con un orizzonte indicativamente al 2070-2080 circa, è possibile fare riferimento al Piano Nazionale Di Adattamento Ai Cambiamenti Climatici (PNACC, MATTM, giugno 2018), attualmente in via di approvazione. Il PNACC nella sezione relativa all’analisi delle aree costiere Italiane riporta un dettaglio delle proiezioni climatiche future per le aree marine della fascia costiera nazionale. L’analisi, condotta sulla base della suddivisione regionale riportata nella Marine Strategy Framework Directive (MSFD, Directive 2008/56/EC), identifica nel Mediterraneo cinque macroregioni marine: il Mediterraneo Ovest, il Mar Adriatico, il Mar Ionio, il Mediterraneo Centrale e il Mare Egeo-Levantino.

Lo studio prevede per lo scenario RCP8.5 (ovvero lo scenario IPCC che suppone un forzante radiativo di 8,5 W/m² alla fine del secolo corrispondente all’ipotesi che l’umanità continui come finora emettendo sempre più gas a effetto serra) un aumento del livello del mare durante il periodo 2021-2050 per tutte le aree costiere.

Per la macroregione NADR (Atlantico settentrionale), cui appartiene il sito in oggetto, l’aumento del livello del mare, rispetto al periodo 1981-

Centrale di “Andrea Palladio” di Fusina Documento di dettaglio

2010 ed espresso come anomalia media nella fascia entro le 12 miglia marine dalla costa, è stimato pari a 7 cm.

Analizzando la serie storica dal 1872 al 2017 della Rete Mareografica della Laguna di Venezia dell’Alto Adriatico (RMLV), ISPRA (Ferla, 2018) stima un *trend* lineare in aumento del livello medio del mare di 2,51 mm/anno che, se mantenuto comporta un aumento complessivo di 7,5 cm al 2050 e 20 cm al 2100. Tale *trend* è il risultato di un andamento ciclico evidenziato dall’analisi dei dati tra periodi di arresto del fenomeno (l’ultimo nel periodo 1965-1995) e periodi di maggiore rapidità di aumento (l’ultimo nel periodo 1994-1996, con un trend di 5,61 mm/anno).

Come riportato nel Quaderno ISPRA - Ricerca Marina 10/2017 “*L’innalzamento del livello medio del mare a Venezia: eustatismo e subsidenza*”, l’eustatismo, ovvero l’innalzamento del livello del mare dovuto da una parte alla dilatazione termica degli oceani per effetto dell’aumento della temperatura delle acque che li compongono, e dall’altra all’apporto di nuova massa liquida derivante dalla fusione delle calotte glaciali continentali (Groenlandia e Antartide su tutte), nell’Adriatico è stimato pari a 1.4 mm/anno in termini di trend di lungo periodo (1890-2016) e pari a 3.68 mm/anno, nel più recente periodo 1994-2016.

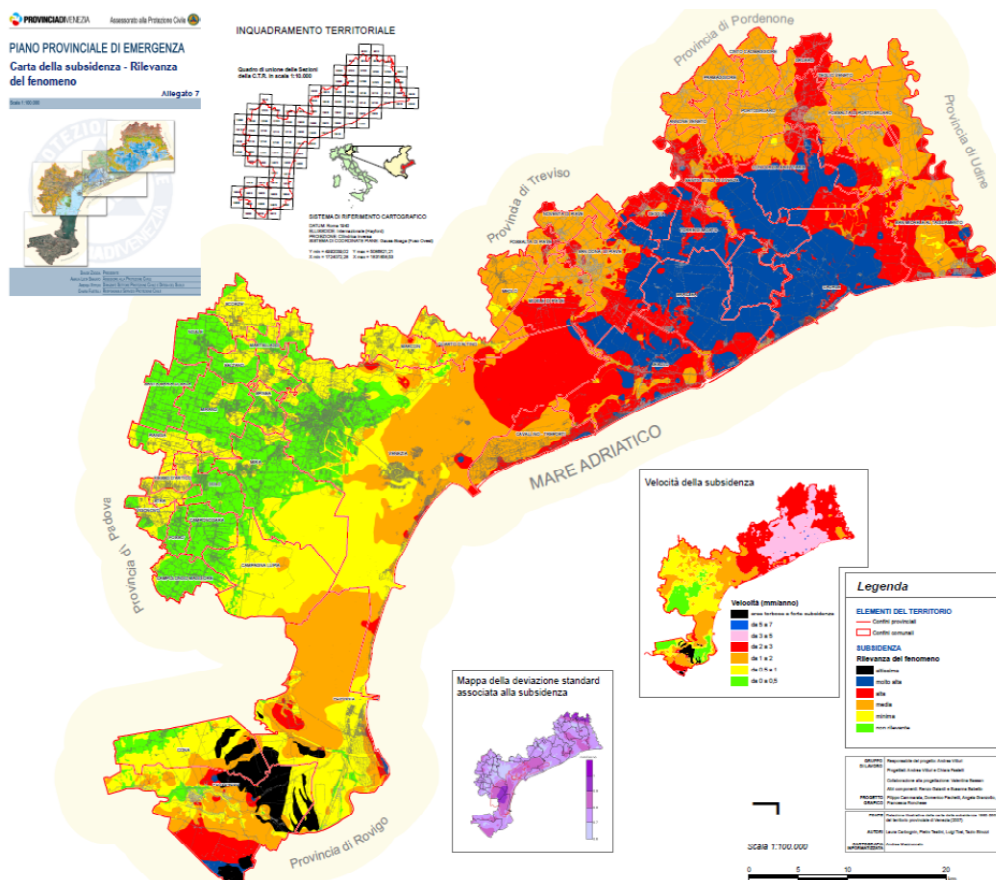
Sempre nel citato Quaderno ISPRA - Ricerca Marina 10/2017 si riporta una stima della subsidenza dell’aera veneziana che nel periodo 1994-2016 è stimata pari a -1.92 mm/anno.

L’elaborazione dei dati GPS relativi in particolare a 4 stazioni ubicate all’interno del centro storico di Venezia ha consentito inoltre di valutare una stima del trend di subsidenza in tale zona, per il periodo 2010-2015, prossimo a -1.5 mm/anno (valore da considerare caratterizzato da una maggiore incertezza per la ridotta numerosità della base di dati su cui è calcolato).

Sommando quindi all’eustatismo di 3.68 mm/anno la subsidenza di -1.92 mm/anno è possibile stimare per la città di Venezia un innalzamento del livello del mare complessivo di 5.6 mm/anno cui corrisponderebbe un aumento di 16.8 cm al 2050 e 44 cm al 2100.

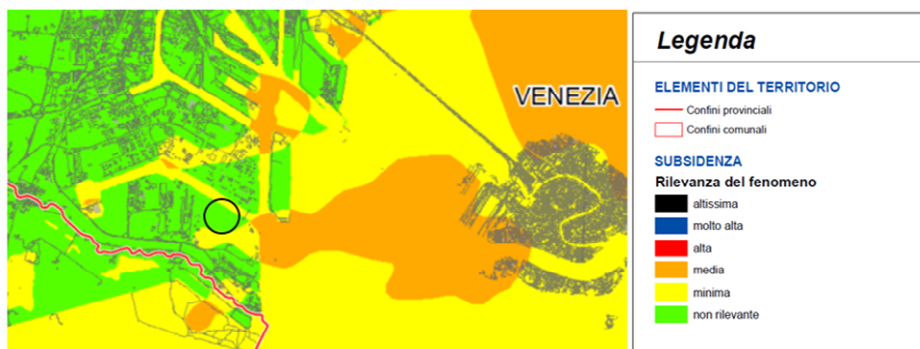
Deve tuttavia essere considerato che le valutazioni fin qui esposte si riferiscono sostanzialmente alla realtà della città di Venezia. La subsidenza, e quindi anche la componente dell’innalzamento del mare ad essa imputabile, non è omogenea all’interno della laguna stessa come ben evidenziato dalla “Carta della subsidenza – rilevanza del fenomeno” Allegato 7 del piano Provinciale di Emergenza della Provincia di Venezia (pubblicato nel 2007 e che elabora dati del periodo 1992-2002).

Centrale di “Andrea Palladio” di Fusina Documento di dettaglio



Carta della subsidenza – rilevanza del fenomeno” Allegato 7 del piano Provinciale di Emergenza della Provincia di Venezia

La seguente immagine riporta lo zoom nell’area del sito della Centrale Andrea Palladio, evidenziata con un cerchio nero, da cui si evince che la subsidenza in quella zona della laguna non è rilevante.



Pertanto ciò consente di stimare un aumento del livello del mare nel sito della Centrale pari a 3,68 mm/anno e complessivamente pari a 11 cm al 2050 e 29,4 cm al 2100.

Considerando che l’attuale quota sul livello medio del mare a cui si trova la centrale è attualmente di +2,70 m, si può pertanto confermare che, considerando entrambe le potenziali cause di allagamento dell’area, da

terra e da mare, vi siano evidenze tali da far scongiurare pericoli in tal senso. L’area della Centrale non è interessata da aree a rischio idraulico così come individuate dal Piano Stralcio di Assetto Idrogeologico (PAI) del Bacino Scolante della Laguna di Venezia e dal Piano di Gestione del Rischio Alluvioni del Distretto Idrografico delle Alpi Orientali. Non si rilevano fenomeni particolari relativi al rischio idraulico per l’area dell’attuale impianto e, quindi, per l’area interessata dalle nuove opere in progetto.

10. Considerato che le stime modellistiche riportate dal Proponente non hanno valutato l’impatto dovuto alle emissioni di ammoniaca, né come questa possa contribuire alla formazione di particolato secondario, si richiede di effettuare un approfondimento (valutazione dell’esposizione acuta e cronica) per l’NH₃, avendo cura di stimare il livello di background, tramite modellistica e/o misure effettuate sul territorio.

Risposta:

Esposizione acuta da NH₃

Come da richiesta di integrazione di cui sopra viene riportata di seguito la valutazione di esposizione acuta e cronica 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.

Rischio tossico			
Parametro		RfC [µg/m ³]	Fonte
NH ₃	media annua	500	US EPA, 2016

RfC associato al parametro NH₃

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 1 ottenendo dei risultati sicuramente meno conservativi.

In via puramente esemplificativa, andando a considerare anche il massimo valore delle medie giornaliere per NH₃ nell’intera area di interesse in luogo delle medie annue (pari a 8,68 x 10⁻¹ µg/m³ per la Fase 2) si ottiene un valore di HQ pari a 6,20 x 10⁻⁵, molto inferiore ai risultati ottenuti per NH₃ riportati nell’Allegato 5 nello studio di VIS applicando l’RfC relativo alla media annua.

In Fusina_Allegato – punto 10_ **Annexo 1** al presente documento è presente un aggiornamento del sopra citato allegato, in cui sono riportati i singoli HQ per ciascun parametro.

Stima valori di background NH₃

In merito ai livelli di background, la Valutazione di Impatto Sanitario, essendo inserita in un processo autorizzativo ai fini valutativi, si basa necessariamente su ipotesi di tipo conservativo volte a sovrastimare il

Centrale di “Andrea Palladio” di Fusina Documento di dettaglio

rischio associato al reale esercizio dell’impianto così da tener conto anche del caso peggiore sebbene scarsamente probabile.

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

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

Ciò premesso, le normative nazionali ed europee in materia di qualità dell’aria non hanno definito valori limite o standard da rispettare per le concentrazioni in aria ambiente di 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.

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

Longitudine del punto di estrazione:	12.25
Latitudine del punto di estrazione:	45.45
Massimo della concentrazione media giornaliera (µg/m ³):	13.8
Concentrazione media annua (µg/m ³):	3

Per quanto attiene una valutazione basata su dati di campagne sperimentali, si segnala che nel documento ARPAV “*Monitoraggio di alcuni inquinanti atmosferici nei territori comunali di Roncade e San Biagio di Callalta in relazione alla presenza di un allevamento di suini periodo di riferimento 05/10/2020 – 26/10/2020*” si riportano valori per una serie di siti prossimi ad un allevamento suinicolo, principale sorgente emissiva locale, ed in particolare di un sito, identificato come sito rurale di fondo, denominato “San Biagio di Callalta via Bosco”. Presso tale sito di fondo, localizzato circa 27 km a NNE dal sito di impianto, la concentrazione media rilevata durante il periodo di campagna (20 giorni nel mese di ottobre) è risultata pari a 2,3 µg/m³.

La stima modellistica ed il risultato della campagna sperimentale consentono quindi di stimare una concentrazione media annua di fondo per il sito in oggetto pari a circa 3 µg/m³.

Estendendo l’analisi ad ulteriori campagne di monitoraggio condotte da ARPAV, tutte eseguite mediante campionatori passivi (tipo radiello®), ed in particolare quelle descritte nei rapporti “*Campagna di monitoraggio della qualità dell’aria Comune di Ospedaletto Euganeo P.zza Giovanni XXIII*” (ARPAV, 2020) e “*Campagne di monitoraggio di ammoniaca in*

Centrale di “Andrea Palladio” di Fusina Documento di dettaglio

aria in siti di fondo urbano e presso alcuni allevamenti di bovini e di ovaiole 2015 -2016” (ARPAV, 2016), è possibile trarre informazioni presso ulteriori siti:

- Il sito di fondo urbano di Ospedaletto Euganeo (PD), circa 66 km a SW, in cui si è registrata una concentrazione di $14 \mu\text{g}/\text{m}^3$ come media di una campagna estiva ed una invernale dell’anno 2019 (ARPAV, 2020);
- il sito di fondo rurale di S. Giustina in Colle (PD), circa 35 km a NW dal sito di impianto (ARPAV, 2016);
- il sito di fondo urbano di Rosà (VI), circa 50 km a NW dal sito di impianto (ARPAV, 2016).

È opportuno considerare che tali siti sono a maggiore distanza dal sito di impianto e, pur essendo classificati di “fondo” localizzati in contesti con maggiore densità di sorgenti emmissive agricole e zootecniche presenti nella pianura padana e quindi meno rappresentativi del sito in esame che presenta una connotazione maggiormente urbana ed industriale oltre che essere posto sulla fascia costiera al limitare della pianura padana stessa.

Le concentrazioni medie rilevate in questi siti durante i periodi di campagna sono pari a $14 \mu\text{g}/\text{m}^3$ presso Ospedaletto Euganeo (PD), circa $7 \mu\text{g}/\text{m}^3$ a Rosà e di circa $14 \mu\text{g}/\text{m}^3$ a Santa Giustina in Colle (queste ultime due desunte dalle elaborazioni grafiche riportate nel documento ARPAV).

A completare il quadro, ricorrendo alle registrazioni di ARPA Emilia Romagna presso la postazione fissa “Mizzana-Via Traversagno”, è possibile riportare che nel triennio 2017-2019 tale postazione ha registrato un valore medio di NH_3 pari a $5.9 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Tale postazione è localizzata circa 80 km a SW del sito di impianto e, seppur localizzata in area prossima a fonti di inquinamento diversificate presenti nell’intorno della postazione di monitoraggio (settori industriale, traffico, agro-zootecnica), tuttavia può essere d’interesse poiché maggiormente prossima alla fascia costiera e maggiormente lontana dalle aree agricole ad elevata densità emissiva delle zone più interne della pianura padana, presentando quindi una situazione intermedia.

Da quanto sopra riportato si può ritenere quindi che la concentrazione di fondo media annua nell’area circostante il sito della Centrale di Fusina possa essere stimata in circa $3 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

Calcolo di HQ e HI con background NH_3

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

Come risulta evidente dalla tabella successiva i valori calcolati considerando le concentrazioni di background rimangono ampiamente inferiori alle soglie di accettabilità, senza discostarsi significativamente dai valori calcolati senza background dell’ammoniacca, riportati in Fusina_Allegato – punto 10_Annesso 1.

Centrale di “Andrea Palladio” di Fusina
Documento di dettaglio

Inquinante	Comune	Risultati della modellazione CESI ($\mu\text{g}/\text{m}^3$) – Fase 2	Valori di fondo ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	HQ (NH_3)	HI (considerando le polveri come PM 10)	HI (considerando le polveri come PM 2.5)
NH_3	Mira	$1,49 \times 10^{-1}$ <i>Media annuale</i>	3 <i>Media annuale</i>	$6,30 \times 10^{-3}$	$1,33 \times 10^{-2}$	$1,35 \times 10^{-2}$

HQ-HI comprensivi dei valori di fondo dell'NH₃

Andando invece ad utilizzare il valore sopra richiamato di RfC per l'NH₃ pari a 14.000 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ (TLV per esposizione ad 8 ore individuato dal D.Lgs. 81/08), si ottengono i risultati presentati in Tabella sottostante.

In questo caso, il valore di background calcolato dalle stime modellistiche del modello europeo CAMS "European air quality forecasts, Ensemble" relativamente all'anno 2019 (Massimo della concentrazione media giornaliera) è pari a 13,8 $\mu\text{g}/\text{m}^3$.

Anche in questo caso, come indicazione sintetica dei risultati ottenibili includendo nel calcolo di HQ e HI i valori di fondo dell'ammoniaca sopra citata, viene riportato nella tabella seguente il valore ottenuto per il recettore rappresentativo ove sono attesi HI-HQ da progetto più elevati. I valori calcolati, considerando le concentrazioni di background, rimangono ampiamente inferiori alle soglie di accettabilità, senza discostarsi significativamente dai valori calcolati senza background dell'ammoniaca, riportati in Fusina_Allegato – punto 10_Annesso 1.

Inquinante	Recettore rappresentativo	Risultati della modellazione CESI ($\mu\text{g}/\text{m}^3$) – Fase 2	Valori di fondo ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	HQ (NH_3)	HI (considerando le polveri come PM 10)	HI (considerando le polveri come PM 2.5)
NH_3	Murano	$8,68 \times 10^{-1}$ <i>Massimo della media giornaliera</i>	13,8 <i>Massimo della concentrazione e media giornaliera</i>	$1,05 \times 10^{-3}$	$3,83 \times 10^{-2}$	$3,96 \times 10^{-2}$

HQ-HI comprensivi dei valori di fondo dell'NH₃ – esposizione acuta

11. 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'ambito lagunare prossimo all'impianto.

Risposta:

Come richiesto si allega il Piano di Monitoraggio delle Indagini ecotossicologiche che comprende le tipologie di indagini previste sulle diverse

matrici (ecosistema acquatico, ecosistema terrestre, ecosistema marino costiero), le stazioni di campionamento e le frequenze relative alla fase ante e post operam. (Fusina_Allegato – punto 11- indagine ectossicologica)

12. *Per il profilo di salute, il proponente dovrà progettare uno studio epidemiologico a coorte storica, da svolgersi in collaborazione con la ASL territoriale, che andrà effettuato entro 1-2 anni dall’entrata in esercizio della nuova CTE e dovrà essere aggiornato a distanza di 5 anni, per valutare le differenze nell’insorgenza di patologie, con latenza inferiore a 5 anni, correlate al nuovo impianto e valutare il trend temporale col metodo della “difference-in-differences” (DID).*

Risposta:

Il documento allegato Fusina_Allegato – punto 12 riporta la proposta di metodologia per uno studio di coorte residenziale sugli effetti delle esposizioni ambientali sulla mortalità e morbosità della popolazione residente nell’area di interesse; i dettagli saranno oggetto di discussione con gli Enti di Riferimento. A tal proposito si sottolinea che tale allegato è stato inviato con nota ENEL-PRO-15/04/2021-0005764 (Fusina_Allegato – punto 12 – nota di trasmissione).

13. *Il Proponente integri il SIA presentando un progetto, la cui realizzazione abbia inizio con la messa in esercizio dell’unità GT, finalizzato alla riqualificazione delle altre componenti della centrale nei 45 ha del suo sviluppo territoriale, prefigurando gli scenari di sviluppo complessivo, da integrare con gli esiti del “Concorso di Progettazione - privatistico, competitivo, trasparente e non discriminatorio - per la selezione di proposte per la valorizzazione architettonica e paesaggistica del sito industriale di Fusina”. Vanno programmati smantellamenti, dismissioni e bonifiche e progettata fin d’ora la rigenerazione territoriale della parte di centrale non interessata dall’opera, con le possibili prospettive di lungo termine. In particolare, si dovrà prevedere lo smantellamento delle strutture dismesse non riqualificabili restaurando ecologicamente tutti gli ambiti in cui ciò sia possibile. La progettazione dovrà prevedere il coinvolgimento delle amministrazioni territoriali al fine di meglio rispondere alle specifiche esigenze della comunità ed alle vocazioni territoriali, prestando particolare attenzione all’innovatività dell’intervento, alla sua sostenibilità sociale, ambientale e all’ applicazione dei principi di economia circolare.*

Risposta:

Si allega il documento “Fusina_Allegato_punto 13_riqualificazione sito” che presenta nel loro complesso le progettualità per la riqualificazione delle aree di impianto, inclusiva di iniziative rinnovabili e dei dettagli in merito al Concorso di Progettazione “I nuovi spazi dell’energia”.

14. *Occorre inoltre presentare un progetto che contenga gli interventi di mitigazione per gli impatti dell’opera. Ad esempio, la creazione di un bosco litoraneo, costituito da specie autoctone ecologicamente coerenti e adeguate al contesto lagunare, con la messa a dimora di una Piantagione Policiclica Permanente interna al sito, con l’obiettivo di avviare e gestire un’adeguata successione ecologica. Questo potrà avere funzioni di fitorimediazione, intercettazione polveri e sequestro CO₂, nonché di mitigazione paesaggistica e transizione agli habitat della zona umida circostante.*

Risposta:

Enel considera tali aspetti come fondamentali, non soltanto come funzionali a una mitigazione, ma come parte di progettualità più ampia di riqualificazione del sito. Si rimanda pertanto alla lettura del documento “Fusina_Allegato_punto 13_riqualificazione sito”, già citato nel punto

precedente, in cui sono presentate nel loro complesso le progettualità per la riqualificazione delle aree di impianto. In particolare il Concorso di Progettazione “I nuovi spazi dell’energia” ha come pilastro fondamentale, tra gli altri, la creazione di aree verdi.

15. *In relazione alle dismissioni che saranno attuate a fine esercizio, occorre approfondire il quadro degli interventi previsti identificando fin d’ora i necessari interventi di riqualificazione del territorio a compensazione finale degli impatti determinati. Vanno dunque progettati interventi di compensazione a favore dei siti Natura 2000 vicini (concordando i possibili interventi da progettare con le autorità di gestione di SIC ZPS IBA della Laguna, che è anche zona Ramsar e sito UNESCO, in linea con i relativi Piani di Gestione), e/o delle infrastrutture turistico ricreative esistenti nelle vicinanze (manutenzione delle piste ciclabili, contenimento delle specie esotiche e invasive, cura delle formazioni vegetali ripariali del Naviglio del Brenta....).*

Risposta:

Per la presente richiesta vedere quanto riportato al punto 6 del presente documento e al punto 13 ove si allega il documento “Fusina_Allegato_punto 13_riqualificazione sito” che presenta nel loro complesso le progettualità per la riqualificazione delle aree di impianto, inclusiva di iniziative rinnovabili e dei dettagli in merito al Concorso di Progettazione “I nuovi spazi dell’energia”.

16. *Considerato l’inserimento della centrale nell’area industriale di Porto Marghera e tenuto conto del contesto ambientale già critico, si ritiene necessario che il piano di monitoraggio, attualmente previsto solo per atmosfera, rumore e acqua, sia approfondito ed esteso a tutti i fattori ambientali, nonché coordinato con le altre attività di controllo in corso nell’area industriale, comprese quelle connesse alle attività di bonifica dell’area SIN.*

Risposta:

Enel sottolinea che in risposta alla richiesta in oggetto è stata predisposta una revisione del Piano di Monitoraggio Ambientale, in cui le attività di monitoraggio sono state estese a tutti i fattori ambientali, nonché coordinate con le altre attività di controllo in corso nell’area industriale, comprese quelle connesse alle attività di bonifica dell’area SIN. Esso recepisce, inoltre, le richieste di integrazione di cui ai punti 3, 5, 11 e 17 e i contenuti del nuovo Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) per la Centrale di Fusina, emesso con Decreto di Autorizzazione Integrata Ambientale (A.I.A.) n. 0000250 del 03/12/2020.

Si rimanda al documento Fusina_Allegato – punto 16_Piano di Monitoraggio Ambientale – rev.0.1.

17. *In relazione alle esposizioni ai campi elettromagnetici, la presenza nell’area di interesse di altri cavidotti di proprietà di Terna, nonché di componenti di impianto quali sottostazioni, cabine di trasformazione, ecc., necessita di un approfondimento e di una valutazione degli effetti cumulativi, anche in relazione ai cavidotti che verranno realizzati o modificati. Pertanto dovrà essere valutata la distanza di prima approssimazione o la fascia di rispetto per i cavidotti presenti ed in realizzazione o modifica, in funzione delle portate in regime permanente, considerando anche la presenza di sottostazioni o cabine o ogni ulteriore discontinuità delle linee, riportando tali elementi su cartografia in scala idonea e valutando la sovrapposizione dei campi elettromagnetici generati da tutti gli elettrodotti potenzialmente impattanti nell’area di interesse per la realizzazione del progetto proposto. Dovrà essere inoltre verificata la mancata presenza di edifici o di luoghi con permanenza superiore alle quattro ore*

giornaliere all'interno delle fasce di rispetto o delle distanze di prima approssimazione. Dovrà inoltre essere integrato il Piano di Monitoraggio con la previsione di verifiche strumentali del rispetto dei limiti normativi da effettuare in fase di esercizio.

Risposta:

Nella documentazione presentata con l'istanza di VIA (*documento PBITC0003001 par. 6.5*), Enel ha dichiarato l'evacuazione della potenza tramite la stazione esistente di interfaccia davanti ai gruppi esistenti 3-4 o in altro punto concordato con Terna, in attesa di ricevere l'STMG. La linea di utenza è realizzata tramite un cavo HV interrato.

Avendo nel frattempo ricevuto l'STMG da Terna, coerente con quanto assunto, si riporta in allegato i documenti Fusina_Allegato – punto 17_PBCFU30313 (a, b) e Fusina_Allegato – punto 17_PBCFU30312 che rappresentano la soluzione tecnica e la verifica positiva di compatibilità elettromagnetica.

Poiché la connessione definitiva sarà effettuata attraverso la stazione Terna denominata Fusina 2, prevista a piano e di fronte alla centrale, ci sarà un collegamento provvisorio corrispondente a quello attuale di fronte alle unità esistenti 3-4, anch'esso rappresentato negli elaborati.

Il Piano di Monitoraggio Ambientale è stato inoltre integrato con le verifiche strumentali richieste (si veda Fusina_Allegato – punto 16 – *Piano di Monitoraggio Ambientale – rev. 01*).

2. PARTE II

2.1. INTEGRAZIONI VOLONTARIE

2.1.1. Prelievo Acqua di Laguna

Per il raffreddamento degli ausiliari della turbina a gas è previsto l'utilizzo dell'acqua di laguna, tramite l'opera esistente AL2. Come riportato nel documento allegato all'istanza di VIA (doc. PBITC00030 par.5.4 e 6.1.3), Enel ha già evidenziato il mantenimento anche dell'opera di presa AL1, pur avendo identificato con AL2 il punto di presa dedicato alla nuova unità.

Nel corso degli sviluppi della progettazione, che hanno seguito la presentazione della documentazione autorizzativa è stata eseguita un'ispezione subacquea per verificare lo stato di conservazione del manufatto. L'esito dell'ispezione ha mostrato come negli anni ci sia stato un deposito importante di sedime che ha modificato la batimetria della zona, andando a sommergere completamente la bocca di adduzione.

Per ripristinare il corretto funzionamento Enel individua come interventi necessari il dragaggio di una porzione di laguna prospiciente l'opera di presa AL2 per liberare dal sedime e rifare i manufatti danneggiati. Per ridurre gli impatti di attività sulla laguna Enel intende utilizzare univocamente l'opera di presa AL1, tuttora funzionante e disponibile anche per il futuro. Per questa soluzione non verrebbero fatti interventi nella laguna e le nuove pompe verrebbero installate direttamente nel canale esistente, interno al perimetro di centrale, come mostrato nel layout allegato. Il prelievo di acqua nello scenario futuro non subirà modifiche rispetto a quanto richiesto in autorizzazione, pari a 2900 m³/h nominale, con punte estive e riduzioni dei consumi invernali, e sarà solamente spostato da AL2 ad AL1. Non ci saranno impatti ambientali in esercizio e si ridurrà l'impatto ambientale nella fase realizzativa.

3. PARTE III

3.1. INTEGRAZIONI IN RISPOSTA AL PARERE FORMULATO DELL'ISTITUTO SUPERIORE DI SANITA' (ISS) - Nota prot.n.18648 del 20.05.2020

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