



Tauw

**Progetto di installazione di una nuova
Centrale Termoelettrica con motori
endotermici a gas naturale della potenza
complessiva di circa 148 MWt nel sito di
Gorizia [ID_VIP: 3859]**

Risposte alle richieste di Integrazioni

19 aprile 2018



Riferimenti

Titolo	Progetto di installazione di una nuova Centrale Termoelettrica con motori endotermici a gas naturale della potenza complessiva di circa 148 MWt nel sito di Gorizia [ID_VIP: 3859]: Risposte alle richieste di Integrazioni
Cliente	TEI Energy S.r.l. in liquidazione
Responsabile	Omar Retini
Autore/i	Caterina Mori, Lorenzo Magni, Andrea Panicucci, Laura Gagliardi
Numero di progetto	1666719
Numero di pagine	59
Data	19 aprile 2018
Firma	




Ing. OMAR MARCO RETINI
ORDINE INGEGNERI della Provincia di PISA
N° 2234 Sezione A
INGEGNERE CIVILE E AMBIENTALE
INDUSTRIALE, DELL'INFORMAZIONE

Colophon

Tauw Italia S.r.l.
Lungarno Mediceo 40
56127 Pisa
T +39 05 05 42 78 0
E info@tauw.it

Il presente documento è di proprietà del Cliente che ha la possibilità di utilizzarlo unicamente per gli scopi per i quali è stato elaborato, nel rispetto dei diritti legali e della proprietà intellettuale. Tauw Italia detiene il copyright del presente documento. La qualità ed il miglioramento continuo dei prodotti e dei processi sono considerati elementi prioritari da Tauw Italia, che opera mediante un sistema di gestione certificato secondo la norma **UNI EN ISO 9001:2008**.



Indice

1	Premessa	5
2	Risposte alle richieste di integrazioni avanzate dalla Commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale VIA e VAS	5
2.1	Controdeduzioni a osservazioni e pareri pervenuti sul progetto	5
2.2	Chiarimenti su modalità di funzionamento e transitori	6
2.3	Approfondimento su limiti emissivi	8
2.4	Condizioni ambientali art.19 comma 8 D.Lgs. 152/06 e s.m.i.	9
3	Risposte alle richieste di integrazioni avanzate dalla Regione Autonoma Friuli Venezia Giulia	9
3.1	Motivazioni del progetto	9
3.2	Opere connesse	10
3.3	Cronoprogramma	11
3.4	Chiarimenti su calcolo portata	11
3.5	Valutazioni su CO ₂	14
3.5.1	Fase di esercizio	15
3.5.2	Fase di cantiere	15
3.6	Impatti cumulativi	16
3.7	Utilizzo materiale scavato	27
3.8	Chiarimenti su destinazione d'uso piazzali	28
3.9	Chiarimenti su scarichi acque	29
3.10	Chiarimenti su utilizzo calore	30
3.11	Traffico in fase di cantiere	30
3.12	Piano di Monitoraggio Ambientale	31
3.12.1	Identificazione delle attività di monitoraggio	32
3.12.2	Monitoraggio della qualità dell'aria	33
	Obiettivi del monitoraggio	33
	Parametri da monitorare	33
	Limiti di riferimento	33
	Punti di monitoraggio	33
	Frequenza del monitoraggio	35
3.12.3	Monitoraggio del rumore	35
	Obiettivi del monitoraggio	35



Parametri da monitorare.....	35
Limiti di riferimento	35
Punti di monitoraggio.....	36
Frequenza del monitoraggio.....	37
3.12.4 Diffusione dei risultati.....	38
4 Controdeduzioni alle osservazioni del pubblico.....	38
4.1 Osservazioni dei Sig.ri Alessandro Duca, Martina Luciani e altri.....	38
4.2 Osservazioni del Comune di Gorizia.....	44
4.3 Osservazioni dell'Associazione Legambiente Gorizia.....	50
4.4 Osservazioni del Comune di Savogna d'Isonzo.....	58
4.5 Osservazioni dell'Associazione Forum Gorizia	59
4.6 Osservazioni del Sig. Curci Fabio + altri	59

APPENDICI

- Appendice 1: Schede di sicurezza delle materie prime impiegate in Centrale (urea e olii lubrificanti)
- Appendice 2: Documentazione previsionale di impatto acustico Ambientale: Analisi integrativa e considerazioni

1 Premessa

Il presente documento riporta le risposte alle richieste di Integrazioni avanzate dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare – Direzione Generale per le Valutazioni e le Autorizzazioni Ambientali con nota m_amte.DVA.REGISTRO UFFICIALE.U.0005637.08-03-2018 nell'ambito del procedimento di verifica di assoggettabilità a Valutazione di Impatto Ambientale relativa al progetto di installazione di una nuova Centrale termoelettrica con motori endotermici a gas naturale della potenza complessiva di circa 148 MWt nel Comune di Gorizia [ID_VIP: 3859].

Nello specifico al successivo Capitolo 2 si riportano le risposte alle richieste avanzate dalla Commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale VIA e VAS (di cui alla nota m_amte.DVA.REGISTRO UFFICIALE.I.0005204.02-03-2018) e al successivo Capitolo 3 le risposte alle richieste avanzate dalla Regione Autonoma Friuli Venezia Giulia (di cui alla nota m_amte.DVA.REGISTRO UFFICIALE.I.0002708.02-02-2018). Per ciascuna di esse si riporta il testo integrale delle richieste e la relativa risposta.

Al Capitolo 4 si riportano infine le controdeduzioni alle osservazioni del pubblico scaricate all'indirizzo <http://www.va.minambiente.it/IT/Oggetti/Documentazione/1720/3044?Testo=&RaggruppamentoID=216#form-cercaDocumentazione> alla data del 16/03/2018.

2 Risposte alle richieste di integrazioni avanzate dalla Commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale VIA e VAS

2.1 Controdeduzioni a osservazioni e pareri pervenuti sul progetto

1. Si richiede di fornire le opportune controdeduzioni a tutte le osservazioni e pareri pervenuti sul progetto alla data di ricezione della presente richiesta, ivi compresa la richiesta di integrazioni formulata dalla Regione Friuli Venezia Giulia (prot. CTVA.I.480 del 2/2/2018)

Le risposte alle richieste di integrazioni avanzate dalla Regione Autonoma Friuli Venezia Giulia (nota m_amte.DVA.REGISTRO UFFICIALE.I.0002708.02-02-2018) sono riportate al successivo Capitolo 3 mentre le controdeduzioni alle osservazioni del pubblico, scaricate dal portale ministeriale, al successivo Capitolo 4.



2.2 Chiarimenti su modalità di funzionamento e transitori

2. Come già evidenziato in alcune delle osservazioni, si ritiene necessario chiarire le modalità di funzionamento previste per la centrale in progetto con specifico riferimento al coefficiente di funzionamento annuo stimato, ai transitori in termini di numero di arresti annui, alla durata dei transitori connessa al tipo di tecnologia e il quadro emissivo durante tali transitori in termini di concentrazioni medie giornaliere.

La Centrale in progetto opererà nell'ambito del "capacity market" ovvero andrà a far parte dei nuovi sistemi di generazione elettrica di cui dovrà dotarsi il Paese, caratterizzati da **altissima flessibilità, modulabilità ed efficienza perché chiamati a garantire la continuità del servizio, in sicurezza ed economia**, con modalità di esercizio non di base, ma di **integrazione** della produzione elettrica da fonti rinnovabili.

I motori endotermici in progetto, in grado di andare a regime in pochi minuti, caratterizzati da elevate efficienza elettrica (circa il 50%) e modulabilità (i motori possono essere eserciti in modo indipendente l'uno dall'altro), saranno chiamati in esercizio nei casi in cui si presenterà la necessità di sopperire tempestivamente ai fabbisogni del sistema elettrico nazionale ovvero nelle situazioni di emergenza correlate a eventi atmosferici e climatici estremi o a scompensi tra produzione e consumo di energia elettrica determinati dal crescente peso specifico della generazione da fonti rinnovabili non programmabili.

Come esplicitato nello Studio Preliminare Ambientale, l'impianto è stato concepito per rispondere ad un'esigenza del gestore della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale (RTN) di installare, in maniera diffusa sul territorio nazionale, impianti di produzione di energia elettrica ad elevata flessibilità di funzionamento, capaci di andare a regime in pochi minuti, per compensare la produzione elettrica discontinua, fluttuante e non programmabile degli impianti a fonte rinnovabile. Tale esigenza del gestore della Rete nasce per aumentare l'affidabilità e la sicurezza della fornitura di energia elettrica al Sistema Paese che, ad oggi, proprio per la produzione consistente di energia elettrica da fonti rinnovabili, pari a circa il 33,5% (dato riferito all'anno 2015 e pari ad un'energia elettrica di ca. 110 TWh) dei consumi lordi nazionali, presenta un rischio oggettivo di black out.

La necessità di installare questa tipologia di impianti è stata riportata all'interno della Strategia Energetica Nazionale 2017 con il duplice obiettivo di rendere più sicura la RTN e di permettere lo sviluppo ulteriore della produzione elettrica da fonti rinnovabili, al 2030, fino al 55% dei consumi lordi nazionali.

Dunque, la Centrale opererà sul mercato dell'energia elettrica, che ne stabilirà i programmi di carico, pertanto **non è possibile prevedere il numero effettivo di ore di funzionamento annuo e, di conseguenza, il numero di avviamenti e fermate**: il funzionamento della Centrale varierà in funzione delle esigenze di mercato.



Stante dunque l'impossibilità nel definire il coefficiente di funzionamento della Centrale in condizioni 'normali', di seguito si riporta comunque un'indicazione delle emissioni di NOx e CO durante i transitori di avviamento e fermata.

La durata dei transitori di avviamento della Centrale potrà variare indicativamente tra 10 e 30 minuti, a seconda della tipologia di avviamento stesso (tiepido, freddo).

La fermata dell'impianto necessita generalmente di un tempo di circa 1 minuto.

Nella seguente tabella si riporta una stima indicativa dell'emissione massica di NOx e CO, per un singolo motore della Centrale, per un transitorio di avviamento.

Tabella 2.2a Emissioni NOx e CO di un motore per un transitorio di avviamento

Tipo di Avvio	Unità di Misura	NOx (come NO ₂)	CO
Freddo (motore fermo da più di 2 giorni)	kg/ 30 minuti	12	5
Tiepido (motore fermo da 12 ore)	kg/30 minuti	3	1,8

Nella tabella seguente si riporta una stima indicativa dell'emissione massica di NOx e CO, per un singolo motore della Centrale, per un transitorio di fermata.

Tabella 2.2b Emissioni NOx e CO di un motore per un transitorio di fermata

Fermata	Unità di Misura	NOx (come NO ₂)	CO
Freddo (motore fermo da più di 2 giorni)	kg/1 minuto	0,06	0,06

Nel caso peggiore (avviamento a freddo), le emissioni massiche di NOx di un motore della Centrale associate ad una fermata e ad un successivo riavvio sono stimate pari a quelle emesse dal funzionamento di un motore, al massimo carico, per circa 3 ore.

Le emissioni massiche di CO di un motore della Centrale associate ad una fermata e ad un successivo riavvio sono stimate pari a quelle emesse dal funzionamento di un motore, al massimo carico, per circa 1 ora.

Poiché le fermate dettate dal mercato dell'energia elettrica presentano una durata tipica di almeno 5-6 ore, ne consegue che le emissioni di NOx e di CO della Centrale associate ai transitori di avviamento e spegnimento risulteranno comunque compensate dalle fermate della Centrale stessa.

Per concludere, si rammenta che lo scenario simulato nello studio delle ricadute effettuato in Allegato A allo SPA e che dimostra l'assenza di impatti significativi associati al progetto proposto, considera la Centrale in esercizio al massimo carico per tutte le ore dell'anno.



2.3 Approfondimento su limiti emissivi

3. Relativamente alla qualità dell'aria, con Delibera n. 288/2013 è stato approvato l'aggiornamento del PRMQA della Regione Friuli Venezia Giulia. Sulla base di tale documento l'area di pianura in cui è ricompresa l'area di Gorizia per l'NOx, *le misure fornite dalle stazioni disponibili evidenziano per la media annuale valori al di sopra della soglia di valutazione superiore. Pertanto per il parametro "media annuale delle concentrazioni orarie di NOx" la zona si classifica al di sopra della soglia di valutazione superiore.*

In tal senso si valuta positivamente l'aver previsto l'utilizzo di un sistema SCR per il trattamento degli effluenti gassosi della centrale.

Relativamente alle concentrazioni degli NOx in uscita ai camini e allo split di ammoniaca si richiede al Proponente un approfondimento tecnico che possa individuare dei limiti di emissione più contenuti rispetto a quelli individuati nel SIA preliminare (Tabella 4.1.2.a), al fine dell'inserimento dei punti di emissione nel contesto ambientale considerato, anche sulla base di una proposta di Piano di monitoraggio *ad hoc* volto alla definizione di possibili riduzioni delle concentrazioni emesse ai camini, sulla base dei regimi effettivi di funzionamento della centrale. Nel predisporre la documentazione, si richiede al proponente di esprimere i valori emissivi di concentrazione, coerentemente con il tenore di ossigeno individuato dalla Decisione di esecuzione (UE) 2017/1442 della Commissione del 31 luglio 2017 che stabilisce le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT), a norma della direttiva 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, per i grandi impianti di combustione per tale tipologia di impianto.

Si fa presente che la linea fumi che verrà installata nella Centrale in progetto rappresenta la **tecnologia più efficiente, attualmente presente sul mercato, per l'abbattimento degli NOx e il sistema SCR installato è il più performante fornito da Wartsila per i motori della CTE in progetto**: quanto detto è dimostrato dal fatto che le concentrazioni dichiarate nello Studio Preliminare Ambientale, come mostrato nella tabella seguente, tendono o addirittura sono inferiori all'estremo inferiore del range dei BAT-AEL per NOx e NH₃ indicati dalle conclusioni sulle BAT per i Grandi Impianti di Combustione (Decisione di esecuzione (UE) 2017/1442 della Commissione del 31 luglio 2017).

Tabella 2.3a Concentrazioni di inquinanti per ciascuno dei 4 camini della CTE vs BAT-AEL Conclusioni sulle BAT Grandi Impianti di Combustione

Inquinante	Concentrazione garantita progetto (mg/Nm ³)	BAT-AEL (mg/Nm ³)	
		Media annua	Media giornaliera
NOx	28,13 dry @ 15% O ₂	20-75	55-85
NH ₃	3,75 dry @ 15% O ₂	3-10	-

2.4 Condizioni ambientali art.19 comma 8 D.Lgs. 152/06 e s.m.i.

4. Si richiede di specificare le condizioni ambientali necessarie per evitare o prevenire quelli che potrebbero altrimenti rappresentare impatti ambientali significativi e negativi ai sensi dell'art. 19, comma 8, del D.lgs. 152/2006 e s.m.i.

Ai sensi dell'art. 19 comma 8 del D.Lgs. 152/2006, il proponente chiede che **il provvedimento di verifica di assoggettabilità a VIA, ove necessario, specifichi le condizioni ambientali necessarie per evitare o prevenire quelli che potrebbero altrimenti rappresentare impatti ambientali significativi e negativi.**

3 Risposte alle richieste di integrazioni avanzate dalla Regione Autonoma Friuli Venezia Giulia

3.1 Motivazioni del progetto

- 1) Produrre un approfondimento, eventualmente anche attraverso un'analisi costi/benefici, inerente le motivazioni a supporto della presentazione del presente progetto, data anche la recente dismissione (completata nel mese di novembre 2016) di una centrale termoelettrica della potenza pari a 57,3 MWe nello stesso sito;

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

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

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

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



In tale contesto si colloca l'intervento proposto, che consiste nella realizzazione di un impianto di nuova generazione, a gas naturale, della potenza elettrica complessiva di 74 MW, nella zona industriale di Gorizia, in un sito, oggi inattivo, ma operante, nel recente passato, nel medesimo settore e già dotato delle principali infrastrutture primarie (collegamenti alla rete elettrica di Alta Tensione, alla rete gas ed alle reti tecnologiche) tuttora esistenti (si veda al riguardo la successiva Figura 3.2a).

I motori endotermici in progetto saranno in grado di rispondere **in tempi brevi, dell'ordine di pochi minuti, e con elevate efficienza elettrica (circa il 50%) e flessibilità e modulabilità di funzionamento (i motori possono essere eserciti in modo indipendente l'uno dall'altro) alle richieste del mercato energetico**, diversamente da quanto invece riusciva a fare la Centrale a ciclo combinato precedentemente presente nel sito di intervento. I cicli combinati come quello della centrale oggi dismessa prevedono infatti tempi di avviamento e fermata ben superiori e hanno una minore flessibilità di funzionamento, risultando dunque incompatibili con le richieste del mercato energetico di sopperire, in tempi brevissimi, agli eventuali scompensi determinati dalla produzione delle fonti rinnovabili.

La rilevanza ed urgenza nell'installazione di impianti come quello proposto sono testimoniati dal fatto che il sistema nazionale si presenta già oggi strutturalmente in deficit, come dimostrato dalle richieste di Terna avvenute nel corso del 2017 di chiamare in produzione centrali spente e in fermata prolungata e che per i prossimi anni (2018-2030), secondo il Piano di sviluppo Terna 2017, è prevista la chiusura di altri impianti termoelettrici "tradizionali" per ulteriori 12 GW di potenza.

Ciò evidenzia ulteriormente ed inequivocabilmente come già nel breve ed, a maggior ragione, nel medio e lungo termine saranno necessari impianti nuovi, efficienti, flessibili, modulabili, capaci di contribuire alla sicurezza del sistema elettrico come quello proposto da TEI Energy per Gorizia.

3.2 Opere connesse

- 2) Integrare il progetto con il progetto delle opere connesse necessarie al corretto e completo funzionamento dell'infrastruttura;

Il progetto non prevede la realizzazione di opere connesse.

Come indicato nello Studio Preliminare Ambientale la Centrale sarà inserita nella zona industriale esistente di Sant'Andrea, nel sito precedentemente occupato da una Centrale termoelettrica dismessa nel 2016, che risulta pertanto già infrastrutturato.

Nel sito sono già presenti le seguenti infrastrutture/apparecchiature, che risultano adeguate per poter essere riutilizzate per la nuova Centrale, minimizzando in tal modo gli interventi di nuova realizzazione:

- stazione di riduzione del gas;
- sottostazione elettrica per la connessione AT alla RTN;
- connessione all'acquedotto comunale;
- connessione alla fognatura;
- connessione alla rete elettrica in bassa tensione.

In Figura 3.2a si riporta l'individuazione, nel sito di intervento, delle infrastrutture appena elencate.

3.3 Cronoprogramma

- 3) Fornire un cronoprogramma sommario delle lavorazioni e delle tempistiche previste per la realizzazione delle opere;

In Figura 3.3a si riporta il cronoprogramma degli interventi per la realizzazione della Centrale proposta.

3.4 Chiarimenti su calcolo portata

- 4) Specificare il calcolo con cui si è giunti al dato di portata inserito all'interno della documentazione posto che la portata indicata per i camini (50430 Nmc/h) è del 40% inferiore rispetto a quella calcolabile da velocità, diametro e temperatura (84730 Nmc/h), considerando il tenore di ossigeno e la temperatura di uscita degli effluenti che è elevata ma può essere considerata caratteristica di un impianto di questo tipo dove non è previsto il recupero energetico dei fumi;

Il valore di 84.730 Nm³/h (che per la precisione sarebbe 84.759 Nm³/h)¹ è la **portata dei fumi tal quali** rilasciati in atmosfera dal camino di ogni singolo motore, normalizzati a 273,15 K di temperatura e 101,3 kPa di pressione.

Tale valore rappresenta il dato di input fornito dal potenziale fornitore dei motori ed è riferito a tenori di O₂ e di vapor d'acqua pari a quelli riscontrabili tipicamente nei fumi prodotti dalla macchina prescelta per l'eventuale acquisto, corrispondenti rispettivamente a circa il 10,6% e il 9%.

Dividendo la portata fumi tal quali, corretta per la temperatura di uscita degli stessi (365°C, pari a 638,15 K), per la sezione di uscita allo sbocco del camino (pari a 1,47 m x 1,47 m x $\pi / 4 = 1,697$ m²) si ottiene la velocità di uscita dei fumi allo sbocco di ognuno dei 4 camini previsti (32,41 m/s).

¹ Valore ottenuto dalla seguente operazione:

$32,41 \text{ m/s} \times 1,47 \text{ m} \times 1,47 \text{ m} \times \pi / 4 \times 3600 \text{ s/h} \times (273,15 \text{ K} / (273,15 + 365) \text{ K})$

Dove:

32,41 m/s: velocità di uscita dei fumi allo sbocco del camino;

1,47 m: diametro del camino allo sbocco;

365°C: temperatura dei fumi.



Si specifica che il valore di velocità di uscita dei fumi così ottenuto è stato inserito nel modello di dispersione CALPUFF ai fini della valutazione delle ricadute al suolo degli inquinanti emessi dai motori.

Se si detrae il contenuto di vapor d'acqua dalla portata fumi tal quali, si determina la portata fumi secchi normalizzata che è di circa 77.130 Nm³/h². Il tenore di ossigeno nei fumi secchi, pari a quello di targa della macchina, è di circa l'11,6%.

Se si riporta il valore di portata fumi secchi riferita all'11,6% O₂, pari a 77.130 Nm³/h, al tenore di ossigeno del 5% (ossia l'ossigeno di riferimento a cui sono stati riferiti i fumi nello Studio Preliminare Ambientale) si ottiene:

$$77.130 \times \frac{(21 - 11,6)}{(21 - 5)} = 45.081 \text{ Nm}^3/\text{h}$$

Il valore di 45.081 Nm³/h costituisce quindi la portata fumi secchi riferita ad un tenore di O₂ del 5% in uscita da ognuno dei 4 camini.

Dato il livello preliminare della progettazione, coerente con la procedura ambientale intrapresa (Verifica di Assoggettabilità a VIA), si è deciso di considerare e dichiarare una portata fumi secchi rif. 5% O₂ più elevata di quella sopraccitata (pari a 45.081 Nm³/h): in particolare si è assunto un fattore di sicurezza di circa il 12% e si è dichiarata una portata fumi secchi rif. 5%O₂ pari a 50.430 Nm³/h.

Si fa presente che il valore di portata fumi di 50.430 Nm³/h, più elevato di quello di targa della macchina prescelta per l'eventuale acquisto, è stato conservativamente utilizzato per il calcolo dei flussi di massa degli inquinanti in uscita dal camino di ciascun motore che son stati inseriti in input al modello di dispersione CALPUFF impiegato per la valutazione degli impatti sulla qualità dell'aria delle emissioni dei motori in progetto.

Conseguentemente anche i risultati dello studio di ricaduta effettuato, riportato nell'Allegato A allo Studio Preliminare Ambientale, sono da ritenersi conservativi.

Si sottolinea infine che la portata fumi tal quali richiamata nella parte iniziale della presente integrazione (pari a 84.759 Nm³/h) e necessaria per il calcolo della velocità di uscita dei fumi allo sbocco del camino, nello studio presentato non è stata invece incrementata dello stesso margine applicato alla portata fumi secchi, sempre nell'ottica di eseguire le simulazioni di dispersione secondo ipotesi conservative. Infatti l'eventuale incremento della portata fumi tal quali determinerebbe, a parità di sezione del camino, un aumento della velocità di uscita dei fumi, con un conseguente maggiore innalzamento del pennacchio e minori ricadute al suolo.

Per concludere, di seguito si riporta **il quadro emissivo della Centrale in progetto che si richiede sia autorizzato.**

²Valore ottenuto togliendo il tenore di vapor d'acqua, pari al 9%, dalla portata fumi tal quali, pari a 84.759 Nm³/h: 84.759 x (1-0,09) = 77.130 Nm³/h.

Tabella 3.4a Scenario emissivo della Centrale in progetto da autorizzare – Valori di portata fumi e concentrazione inquinanti riferiti @ 15%O₂

Camino	Altezza camino [m]	Diametro singola canna [m]	Portata rif. fumi secchi @15% O ₂ [Nm ³ /h]	Temp. fumi [°C]	Velocità fumi [m/s]	Conc. NOx rif. fumi secchi @15% O ₂ [mg/Nm ³]	Conc. CO rif. fumi secchi @15% O ₂ [mg/Nm ³]	Conc. NH ₃ rif. fumi secchi @15% O ₂ [mg/Nm ³]
E1N	30	1,47	134.480	365	32,41	28,13	30,00	3,75
E2N	30	1,47	134.480	365	32,41	28,13	30,00	3,75
E3N	30	1,47	134.480	365	32,41	28,13	30,00	3,75
E4N	30	1,47	134.480	365	32,41	28,13	30,00	3,75



3.5 Valutazioni su CO₂

- 5) Specificare, a partire dal fattore di emissione per il combustibile considerato (gas naturale), le emissioni di CO₂ in Mt CO₂eq prodotte dall'impianto durante le fasi di costruzione e durante tutto il ciclo di vita dell'installazione;

Di seguito si riporta una stima delle emissioni di CO₂ in Mt CO₂eq prodotte dall'impianto durante tutto il ciclo di vita dell'installazione. Nello specifico sono state calcolate le emissioni di CO₂ generate dalle fasi di cantiere (valide sia per la costruzione che per lo smantellamento della centrale a fine vita) e di esercizio.

Come esplicitato nello Studio Preliminare Ambientale l'impianto è stato concepito per rispondere ad un'esigenza del gestore della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale (RTN) di installare, in maniera diffusa sul territorio nazionale, impianti di produzione di energia elettrica ad elevata flessibilità di funzionamento, capaci di andare a regime in pochi minuti, per compensare la produzione elettrica discontinua, fluttuante e non programmabile degli impianti a fonte rinnovabile. Tale esigenza del gestore della rete nasce per aumentare l'affidabilità e la sicurezza della fornitura di energia elettrica al Sistema Paese che, ad oggi, proprio per la produzione consistente di energia elettrica da fonti rinnovabili, pari a circa il 33,5% (dato riferito all'anno 2015 e pari ad un'energia elettrica di ca. 110 TWh) dei consumi lordi nazionali, presenta un rischio oggettivo di black out.

La necessità di installare questa tipologia di impianti è stata riportata all'interno della Strategia Energetica Nazionale 2017 con il duplice obiettivo di rendere più sicura la RTN e di permettere lo sviluppo ulteriore della produzione elettrica da fonti rinnovabili, al 2030, fino al 55% dei consumi lordi nazionali (mantenendo inalterati i consumi elettrici del 2015, corrisponde ad una produzione elettrica di ca. 180 TWh, ovvero ad un aumento di produzione elettrica da FER rispetto al 2015 di 70 TWh). L'aumento di produzione elettrica al 2030 da fonti rinnovabili dal 33% al 55% dei consumi lordi nazionali consentirebbe di evitare l'emissione di circa 38.300.036 t/anno di CO₂ altrimenti emessa da centrali termoelettriche alimentate con combustibili fossili (la quantità di CO₂ evitata è stata stimata ipotizzando che i 70 TWh di energia elettrica generata in più dalle fonti rinnovabili nel 2030, rispetto al 2015, siano generati dal parco termoelettrico medio italiano alimentato a fonti fossili. Il fattore emissivo utilizzato, pari a 544 gCO₂/kWh di energia elettrica, è stato tratto dalla Tabella 2.3 del documento "*Fattori di emissione atmosferica di CO₂ e altri gas serra nel settore termoelettrico*" - ISPRA Rapporti 257/2017).

In sintesi l'impianto in progetto, oltre a rendere più sicura e affidabile la RTN contribuirà allo sviluppo ulteriore delle fonti rinnovabili elettriche e, di conseguenza, contribuirà alla diminuzione delle emissioni di CO₂ della Nazione.

Inoltre per questa tipologia di Centrali l'utilizzo di motori a combustione interna rappresenta la tecnologia più efficiente per produrre l'energia elettrica: i motori previsti dal progetto (4 unità per aumentare la flessibilità di produzione di energia elettrica) sono in grado di produrre energia elettrica con un rendimento di circa il 50% in un intervallo ampio di funzionamento (tra il 50% e il

100% del carico nominale) mentre una turbina di ultima generazione in ciclo aperto (non in ciclo combinato) ha un rendimento massimo di circa il 42%.

Di seguito si riporta il calcolo delle emissioni di CO₂ per le fasi di cantiere (valide sia per la costruzione che per lo smantellamento della centrale a fine vita) e di esercizio.

3.5.1 Fase di esercizio

Nella tabella seguente si riporta la stima delle emissioni di CO₂ annue generate dall'esercizio della Centrale. La stima è conservativa in quanto è stato assunto un esercizio continuativo della Centrale per 8.760 ore/anno al carico nominale.

Tabella 3.5.1a Stima delle emissioni di CO₂ annue generate dall'esercizio della Centrale

Parametro	Unità di Misura	Quantità
Consumo orario Gas Naturale CTE	Sm ³ /h	15.435
Ore funzionamento CTE	h/anno	8.760
Consumo annuo Gas Naturale CTE	Sm ³ /anno	135.210.600
Coefficiente di emissione CO ₂ gas naturale ⁽¹⁾	tCO ₂ /1000 Sm ³	1,956
Emissioni annue di CO₂ CTE	tCO₂/anno	264.472
<u>Note:</u>		
(1) Coefficienti utilizzati per l'inventario delle emissioni di CO ₂ nell'inventario nazionale UNFCCC (media dei valori degli anni 2011-2013)		

Come emerge dall'analisi della tabella precedente le emissioni annue di CO₂ della Centrale, considerando un funzionamento continuativo della Centrale per 8.760 ore/anno al carico nominale, sono pari a 264.472 tCO₂/anno.

3.5.2 Fase di cantiere

Per la valutazione delle emissioni durante la fase di cantiere si è stimata la presenza, per tutta la durata dello stesso, dei mezzi riportati nella seguente Tabella 3.5.2a.

In tabella sono riportati, per ciascuna macchina, le ore di funzionamento per tutta la durata del cantiere (conservativamente si è assunto che le macchine operino per l'intera durata del cantiere pari a 56 settimane), il fattore di emissione del CARB's Off-Road Model dell'ente americano South Coast Air Quality Management District stimato per l'anno 2017 (<http://www.aqmd.gov/home/rules-compliance/ceqa/air-quality-analysis-handbook/off-road-mobile-source-emission-factors>), la stima delle emissioni di CO₂.

Tabella 3.5.2a Stima delle emissioni di CO₂ emesse nella fase di cantiere

Macchina	Macchina di riferimento CARB's Off-Road Model	Fattore emissivo CO ₂ (lb/h)	Numero mezzi	Tempo di Funzionamento			t CO ₂ emesse nella fase di cantiere
				h/gg	gg/sett.	Sett. durata cantiere	
Escavatore	Excavator 250 HP	159	1	8	5	56	161,6
Pala Meccanica	Crawler tractor 250 HP	166	1	8	5	56	168,7
autogru	Aerial Lifts 120 HP	38,1	1	8	5	56	38,7
Autocarro/auto betoniera	Off-Highway Trucks 250 HP	167	2	8	5	56	339,4
Totale							708,3

Dall'analisi della Tabella 3.5.2a risulta che, durante la fase di cantiere, verranno emesse 708,3 tonnellate di CO₂. Questa stima può ritenersi rappresentativa sia per il cantiere per la costruzione della Centrale che per il cantiere per lo smantellamento della stessa.

Si evidenzia che la quantità di CO₂ emessa durante la fase di cantiere è trascurabile (3 ordini di grandezza inferiore) rispetto a quella emessa durante un solo anno di funzionamento della Centrale e quindi **ininfluente per la stima della CO₂ emessa dalla Centrale nell'arco della sua vita**.

Ipotizzando una vita della Centrale di 30 anni l'emissione di CO₂ generata dall'esercizio e dalle suddette fasi di cantiere è pari a 264.472 t/anno x 30 anni + 708,3 x 2 = 7.935.577 t.

3.6 Impatti cumulativi

- 6) Valutare gli impatti cumulativi della CTE di progetto con le infrastrutture esistenti in termini di emissioni in atmosfera anche in relazione ai limiti previsti dal D.Lgs. 155/2010 per la vegetazione, dando evidenza della presenza delle altre realtà elettrogene nell'intorno del sito di progetto e dimostrando la necessità dell'opera;

Nel presente paragrafo si procede a valutare gli impatti cumulati sulla qualità dell'aria della CTE in progetto con le infrastrutture esistenti in termini di emissioni in atmosfera anche in relazione ai limiti previsti dal D.Lgs. 155/2010; vengono inoltre riportate le motivazioni che stanno alla base dello sviluppo del progetto stesso.

Per valutare l'impatto cumulativo sulla qualità dell'aria delle emissioni della Centrale TEI Energy con quelle di altre infrastrutture esistenti è stata dapprima effettuata una ricerca degli impianti di combustione presenti nel comune di Gorizia che sono in possesso di Autorizzazione Integrata Ambientale, ovvero quelli con potenza termica >50 MW, ritenuti maggiormente significativi al fine di determinare impatti potenziali sulla componente ambientale in esame.

Dalla ricerca è emerso che nelle vicinanze del sito di progetto esiste la Centrale Energia Pulita S.p.A. da 71,9 MWt, ubicata in via Ressel – loc. Sant'Andrea nel Comune di Gorizia. La Centrale



Energia Pulita, autorizzata AIA con decreto Regione Autonoma Friuli Venezia Giulia n.1635 del 9 luglio 2012 (di rinnovo dell'AIA rilasciata con il decreto n. 1451 del 22 agosto 2007, come volturata con decreto n. 1996 del 13 ottobre 2009), è destinata alla produzione di energia elettrica mediante combustione di olio vegetale in due motori a combustione interna a ciclo Diesel. I gas di scarico prodotti dalla combustione vengono espulsi, previo passaggio in generatori di vapore a recupero, da due camini distinti, uno per ogni motore.

Va aggiunto altresì che nel sito della Centrale in progetto era presente la centrale termoelettrica a ciclo combinato della Società ELETTRGORIZIA S.p.A. (ora TEI Energy S.r.l. in liquidazione), il cui progetto di potenziamento da 49,9 MWe a 57,3 MWe ha ricevuto giudizio favorevole di compatibilità ambientale dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare – Direzione Salvaguardia Ambientale con il decreto prot. n. DSA – DEC 2009 – 309 del 21 aprile 2009. Il progetto di potenziamento è stato pertanto valutato ambientalmente compatibile in uno scenario che contemplava, in quanto già presente ed in esercizio, la limitrofa Centrale Energia Pulita.

La Centrale ELETTRGORIZIA era autorizzata AIA con decreto Regione Autonoma Friuli Venezia Giulia n. 2287 del 27 novembre 2014 e la validità dell'AIA, ai sensi dell'art. 29-octies, comma 3, lett. b) del D.Lgs. 152/06, era di 10 anni dalla data di rilascio del provvedimento. Essa è stata in esercizio fino ad aprile 2015 ed è stata recentemente smantellata per la vendita ed il montaggio in una sede estera e, solo ed esclusivamente per tale motivo, con decreto n. 2967/AMB del 06/12/2016 c'è stata la revoca dell'AIA.

Per valutare l'impatto cumulato sulla qualità dell'aria delle emissioni in atmosfera della Centrale TEI Energy in progetto con quelle della Centrale Energia Pulita sono stati simulati, utilizzando lo stesso codice di calcolo (CALPUFF v. 5.8.5), lo stesso campo di vento e lo stesso dominio di calcolo di 40 km x 40 km con passo cella di 250 m dello studio descritto in Allegato A allo Studio Preliminare Ambientale (SPA), i seguenti scenari emissivi:

- Scenario "ELETTRGORIZIA+ENERGIA PULITA": rappresentativo delle emissioni autorizzate AIA dell'ex Centrale ELETTRGORIZIA oggi dismessa (rif. decreto AIA Regione Autonoma Friuli Venezia Giulia n.2287 del 27 novembre 2014) e di quelle della Centrale Energia Pulita nell'assetto impiantistico autorizzato AIA (rif. AIA decreto Regione Autonoma Friuli Venezia Giulia n.1635 del 9 luglio 2012);
- Scenario "TEI ENERGY+ENERGIA PULITA": rappresentativo delle emissioni della Centrale Energia Pulita nell'assetto impiantistico autorizzato AIA e di quelle massime della Centrale TEI Energy in progetto.

L'inquinante considerato nelle modellazioni di dispersione è l'NOx, che rappresenta l'emissione più rilevante ai fini ambientali per la tipologia d'impianto in progetto. Non è stato considerato il CO, che costituisce l'altro inquinante emesso dalla Centrale, dato che, a fronte di valori di emissione paragonabili rispetto agli NOx, il limite di qualità dell'aria per tale inquinante stabilito dal D.Lgs.155/2010 e riferito alla massima media mobile su 8 ore giornaliera, è due ordini di grandezza superiore rispetto a quello orario stabilito dallo stesso decreto per l'NO₂. Il CO, per il

quale come emerso dall'analisi condotta nel §3.2 dell'Allegato A allo SPA nel triennio 2014-2016 sono sempre abbondantemente rispettati i limiti di qualità dell'aria, costituisce pertanto un inquinante che non desta preoccupazione.

Per quanto riguarda lo Scenario "ELETTROGORIZIA+ENERGIA PULITA", le simulazioni delle dispersioni in atmosfera degli inquinanti emessi sono state effettuate utilizzando tre sorgenti puntuali, di cui una posizionata in corrispondenza del centro del camino dell'ex Centrale ELETTROGORIZIA e due posizionate in corrispondenza dei centri dei camini della Centrale Energia Pulita.

Per la stima degli impatti sulla qualità dell'aria dello scenario "ELETTROGORIZIA+ENERGIA PULITA" si sono considerate:

- per l'ex Centrale ELETTROGORIZIA le emissioni massime autorizzate dall'AIA rilasciata con decreto Regione Autonoma Friuli Venezia Giulia n.2287 del 27 novembre 2014;
- per la Centrale Energia Pulita, data l'indisponibilità dei dati emissivi di progetto alla capacità produttiva, eccezion fatta per le concentrazioni massime degli NOx nei fumi rilasciati in atmosfera che sono stabilite dall'AIA in essere (400 mg/Nm³ riferite a fumi secchi @3%O₂), per portata fumi, temperatura fumi, velocità di uscita fumi allo sbocco del camino, i dati storici risultanti dai monitoraggi eseguiti nell'ambito del Piano di Monitoraggio e Controllo dell'AIA nel periodo 01/01/2016 - 30/06/2017). I dati inerenti le emissioni della Centrale Energia Pulita sono stati forniti a TEI Energy dalla Regione Autonoma Friuli Venezia Giulia tramite PEC Prot. amb/2018/0020473. In particolare, con lo scopo di massimizzare le ricadute di NOx e, quindi, valutare le condizioni più gravose dal punto di vista ambientale, sono state considerate, per entrambi i camini:
 - per la concentrazione di NOx nei fumi: il valore massimo autorizzato dall'AIA 400 mg/Nm³ riferite a fumi secchi @3%O₂;
 - per la portata fumi, utilizzata per il calcolo del flusso di massa di NOx emesso (kg/h): la massima portata fumi oraria misurata su uno dei due camini durante i monitoraggi spot eseguiti nel 2016 e nel primo semestre del 2017;
 - per la temperatura fumi: la minima temperatura media calcolata a partire dai valori medi giornalieri per il periodo nel periodo 01/01/2016 - 30/06/2017;
 - per la velocità di uscita dei fumi allo sbocco del camino: la minima velocità media di uscita dei fumi calcolata a partire dai valori medi giornalieri per il periodo nel periodo 01/01/2016 - 30/06/2017.

Le caratteristiche delle sorgenti emissive considerate per lo Scenario "ELETTROGORIZIA+ENERGIA PULITA" sono riportate nella Tabella 3.6a.

Tabella 3.6a Caratteristiche sorgenti emissive e flussi di massa, Scenario “ELETTROGORIZIA+ENERGIA PULITA”

Parametri	U.d.M.	Camino ex CTE ELETTROGORIZIA	Camino E1 CTE Energia Pulita	Camino E2 CTE Energia Pulita
Coordinate UTM 33N - WGS84	[m]	390.993 E 5.085.902 N	390.784 E 5.085.809 N	390.788 E 5.085.816 N
Ore di funzionamento	[h/anno]	8.784	8.784	8.784
Altezza camino	[m]	30	19,5	19,5
Diametro camino allo sbocco	[m]	3	2,006	2,006
Temperatura dei fumi allo sbocco	[°C]	111	227,9	227,9
Velocità dei fumi allo sbocco	[m/s]	19,88	14,9	14,9
Flusso di massa di NOx	[kg/h]	17,0	17,86	17,86

Per quanto riguarda lo Scenario “TEI ENERGY+ENERGIA PULITA”, le simulazioni delle dispersioni in atmosfera degli inquinanti emessi sono state effettuate utilizzando sei sorgenti puntuali, di cui:

- due posizionate nel centro di ciascuno dei due camini della Centrale Energia Pulita;
- quattro posizionate nel centro di ciascuno dei quattro camini associati ai motori endotermici che verranno installati nella nuova Centrale TEI Energy.

Le simulazioni delle dispersioni in atmosfera per lo Scenario “TEI ENERGY+ENERGIA PULITA” sono state effettuate considerando, per la Centrale Energia Pulita, le emissioni di NOx già considerate per lo scenario emissivo “ELETTROGORIZIA+ENERGIA PULITA” e, per la Centrale TEI Energy in progetto, le emissioni massime di NOx dei quattro motori endotermici.

Le caratteristiche delle sorgenti emissive considerate per lo Scenario “TEI ENERGY+ENERGIA PULITA” sono, per la Centrale Energia Pulita, le stesse considerate per lo scenario “ELETTROGORIZIA+ENERGIA PULITA” riportate nella Tabella 3.6a e, per la Centrale TEI Energy, quelle riportate nella Tabella 3.6b (che sono le stesse presentate nella Tabella 4.3a dell’Allegato A allo SPA depositato).

Tabella 3.6b Caratteristiche sorgenti emissive e flussi di massa Centrale TEI Energy, Scenario TEI ENERGY+ENERGIA PULITA

Parametri	U.d.M.	E1N	E2N	E3N	E4N
Coordinate UTM 33N - WGS84	[m]	390.960E 5.085.861 N	390.964 E 5.085.861 N	390.962 E 5.085.858 N	390.959 E 5.085.859 N
Ore di funzionamento	[h/anno]	8.784	8.784	8.784	8.784
Altezza camino	[m]	30	30	30	30
Diametro camino allo sbocco	[m]	1,47	1,47	1,47	1,47
Temperatura dei fumi allo sbocco	[°C]	365	365	365	365
Velocità dei fumi allo sbocco	[m/s]	32,41	32,41	32,41	32,41
Flusso di massa di NOx	[kg/h]	3,78	3,78	3,78	3,78

Per la caratterizzazione degli impatti cumulati sulla qualità dell'aria, sia nello scenario "ELETTROGORIZIA+ENERGIA PULITA" che in quello "TEI ENERGY+ENERGIA PULITA", sono state fatte le seguenti assunzioni conservative:

- è stato considerato che l'ex Centrale ELETTROGORIZIA, la Centrale Energia Pulita e la Centrale TEI Energy in progetto funzionino al carico massimo in modo continuativo per tutte le ore dell'anno (8.784 ore);
- nelle simulazioni non si è tenuto conto delle trasformazioni chimiche che coinvolgono gli NOx una volta immessi in atmosfera, che tendono a diminuirne la concentrazione in aria.

Di seguito si riportano i risultati delle ricadute di NOx per la valutazione degli impatti sulla qualità dell'aria rispettivamente per:

- la protezione della salute della popolazione;
- la protezione della vegetazione.

Risultati – Valutazione impatti su qualità dell'aria ai fini della protezione della salute umana

Di seguito si riportano i risultati delle simulazioni eseguite con la metodologia e le assunzioni descritte sopra per gli scenari "ELETTROGORIZIA+ENERGIA PULITA" e "TEI ENERGY+ENERGIA PULITA", per la valutazione degli impatti sulla qualità dell'aria ai fini della protezione della salute della popolazione.

Per ognuno degli scenari emissivi simulati, le ricadute sono state stimate in termini di 99,8° percentile delle concentrazioni medie orarie e di media annua di NOx.

I risultati sono mostrati in forma di mappe di ricaduta a livello del suolo.

Si precisa come la scelta di simulare la dispersione in atmosfera degli ossidi di azoto (NOx) nella loro totalità sia conservativa per confrontare gli output del modello con i limiti imposti dal D.Lgs.

155/2010 per il biossido di azoto (NO₂). Ciò poiché solo una parte degli NO_x emessi in atmosfera si ossida ulteriormente in NO₂.

Scenario "ELETTROGORIZIA+ENERGIA PULITA"

Nelle Figure 3.6a e 3.6b si riportano le mappe che mostrano rispettivamente il 99,8° percentile delle concentrazioni medie orarie e la concentrazione media annua di NO_x all'interno del dominio di calcolo risultanti dalla simulazione effettuata per lo Scenario "ELETTROGORIZIA+ENERGIA PULITA".

Dall'analisi di tali mappe emerge che:

- il massimo valore del 99,8° percentile delle concentrazioni medie orarie di NO_x stimato nel dominio di calcolo è pari a 106,00 µg/m³ e si rileva in direzione Sud - Sud Ovest, ad una distanza di circa 4 km dal sito di progetto, in un'area priva di abitazioni;
- il valore massimo della concentrazione media annua di NO_x stimato nel dominio di calcolo è pari a 2,60 µg/m³ e si rileva in direzione Sud Ovest, ad una distanza di circa 325 m dal sito di progetto, in un'area quasi completamente ricompresa nella zona industriale e priva di abitazioni.

Scenario "TEI ENERGY+ENERGIA PULITA"

Nelle Figure 3.6c e 3.6d si riportano le mappe che mostrano rispettivamente il 99,8° percentile delle concentrazioni medie orarie e la concentrazione media annua di NO_x all'interno del dominio di calcolo risultanti dalla simulazione effettuata per lo Scenario "TEI ENERGY+ENERGIA PULITA".

Dall'analisi di tali mappe emerge che:

- il massimo valore del 99,8° percentile delle concentrazioni medie orarie di NO_x stimato nel dominio di calcolo è pari a 103,00 µg/m³ e si rileva in direzione Sud - Sud Ovest, nella stessa cella in cui si verifica il massimo valore del 99,8° percentile delle concentrazioni medie orarie di NO_x nello Scenario "ELETTROGORIZIA+ENERGIA PULITA". Tale valore risulta inferiore (-3% circa) rispetto al valore massimo calcolato per lo Scenario "ELETTROGORIZIA+ENERGIA PULITA". Dal confronto tra le Figure 3.6a e 3.6c si nota una generale diminuzione delle aree interessate dalle ricadute rispetto allo scenario "ELETTROGORIZIA+ENERGIA PULITA".
- il valore massimo della concentrazione media annua di NO_x stimato nel dominio di calcolo è pari a 2,56 µg/m³ e si rileva in direzione Sud Ovest, nella stessa cella in cui si verifica il massimo valore della media annua di NO_x nello Scenario "ELETTROGORIZIA+ENERGIA PULITA". Tale valore risulta inferiore (-1,5%) circa rispetto al valore massimo calcolato per lo scenario "ELETTROGORIZIA+ENERGIA PULITA". Dal confronto tra le Figure 3.6b e 3.6d si nota una generale riduzione dell'impronta a terra delle ricadute medie annue di NO_x rispetto allo scenario "ELETTROGORIZIA+ENERGIA PULITA".

Per verificare il rispetto dei limiti di qualità dell'aria dettati dal D.Lgs. 155/2010 nello scenario di progetto, si confermano le considerazioni fatte nel §3.6 dell'Allegato A allo SPA, dove si sono sommate le ricadute massime del 99,8° percentile delle concentrazioni medie orarie di NO_x (pari a 33,91 µg/m³) e della media annua di NO_x (pari a 0,84 µg/m³) indotte dalla CTE TEI Energy alla concentrazione media annua di NO₂ (assunta come valore di fondo), pari a 24 µg/m³, registrata nell'anno 2016 (il più recente tra quelli disponibili) dalla stazione pubblica di monitoraggio della qualità dell'aria più prossima alla Centrale in progetto, corrispondente a quella di Gorizia-Via Duca d'Aosta³ (codice stazione AOS) gestita da ARPA Friuli Venezia Giulia (si veda Figura 3.6e per la sua localizzazione).

In tal modo si ha che:

- il limite della media oraria di 200 µg/m³ fissato dal D. Lgs. 155/2010 per la protezione della salute della popolazione risulta rispettato ($24+33,91= 57,91$ µg/m³);
- il limite della media annua di 40 µg/m³ fissato dal D. Lgs. 155/2010 per la protezione della salute della popolazione risulta rispettato ($24+0,84= 24,84$ µg/m³).

Figura 3.6e Localizzazione della stazione di monitoraggio della qualità dell'aria



Per quanto detto sopra, dato che le ricadute di NO_x diminuiranno generalmente sia come valori massimi sia come estensione rispetto allo scenario "ELETTRGORIZIA+ENERGIA PULITA" che contempla la presenza della Centrale Energia Pulita e dell'ex Centrale TEI Energy che ha ricevuto giudizio favorevole di compatibilità ambientale dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del

³ Tale stazione è l'unica presente nell'intorno del sito di intervento e lo stato di qualità dell'aria di NO₂ da essa monitorato è comprensivo dei contributi apportati dalle infrastrutture esistenti, dal centro abitato di Gorizia e dalle altre realtà elettrogene presenti nell'intorno del sito di progetto.

Territorio e del Mare – Direzione Salvaguardia Ambientale con il decreto prot. n. DSA – DEC 2009 – 309 del 21 aprile 2009, si può ragionevolmente affermare che la qualità dell'aria in merito a tale inquinante subirà un generale miglioramento a valle della realizzazione del progetto.

È opportuno a tal riguardo aggiungere che i risultati del monitoraggio della concentrazione atmosferica dell'NO₂ effettuati nel periodo 2014-2016 dalla centralina pubblica di monitoraggio della qualità dell'aria più prossima alla Centrale in progetto, corrispondente a quella di Gorizia-Via Duca d'Aosta (codice stazione AOS) gestita da ARPA Friuli Venezia Giulia (si veda Figura 3.6e per la sua localizzazione), ha mostrato il pieno rispetto dei limiti stabiliti dal D.Lgs. 155/2010 per la protezione della salute della popolazione, come emerge dalla Tabella 3.6c.

Tabella 3.6c Concentrazioni di NO₂ rilevate nel periodo 2014-2016 [µg/m³]

Centralina	Rendimento strumentale %			N° sup.lim. orario prot. salute umana ⁽¹⁾			N° sup.soglia di allarme ⁽²⁾			Valori medie annue ⁽³⁾		
	'14	'15	'16	'14	'15	'16	'14	'15	'16	'14	'15	'16
Gorizia - AOS	91	93	93	0	0	0	0	0	0	25	27	24

Note: Rif: D.Lgs. 155/10

(1) N° superamenti del limite orario per la protezione della salute umana: 200 µg/m³, come NO₂ da non superare per più di 18 volte nell'anno civile – tempo di mediazione 1 ora. Rappresenta il 99,8° percentile delle concentrazioni medie orarie.

(2) N° di giorni di superamento della soglia di allarme: 400 µg/m³, misurati per tre ore consecutive.

(3) Limite annuale per la protezione della salute umana: 40 µg/m³ – tempo di mediazione anno civile.

Dall'analisi della Tabella 3.6c si nota altresì che la qualità dell'aria nel 2014, quando erano attive sia l'ex centrale ELETTRGORIZIA che la centrale Energia Pulita, era buona ed è rimasta tale anche negli anni 2015 (che ha visto l'ex centrale ELETTRGORIZIA attiva fino ad aprile e la centrale Energia Pulita sempre attiva) e 2016 (con la sola Centrale Energia Pulita attiva), con valori tra loro paragonabili. Le variazioni che si riscontrano sulla media annua sono irrilevanti e non sono riconducibili all'esercizio delle centrali visto che nel 2015, quando l'ex Centrale TEI Energy è stata attiva solo per i primi quattro mesi dell'anno, è stata rilevato un valore (27 µg/m³) leggermente più elevato di quello registrato nel 2014 (25 µg/m³), segno evidente che il contributo alla qualità dell'aria apportato dalle emissioni delle due centrali era non significativo e, quindi, compatibile con la componente qualità dell'aria.

Risultati – Valutazione impatto su qualità dell'aria ai fini della protezione della vegetazione

Di seguito si riportano i risultati delle simulazioni eseguite con la metodologia e le assunzioni descritte sopra per gli scenari "ELETTRGORIZIA+ENERGIA PULITA" e "TEI ENERGY +ENERGIA PULITA", per la valutazione degli impatti sulla qualità dell'aria ai fini della protezione della vegetazione.

Per ognuno degli scenari emissivi simulati, le ricadute sono state stimate in termini di media annua di NO_x, che costituisce l'inquinante emesso dalla Centrale in progetto per il quale il D.Lgs. 155/2010 stabilisce un limite per la protezione della vegetazione.

I risultati sono mostrati in forma di mappe di ricaduta a livello del suolo.

Scenario "ELETTROGORIZIA+ENERGIA PULITA"

Nella Figura 3.6b si riporta la mappa che mostra la concentrazione media annua di NO_x all'interno del dominio di calcolo risultante dalla simulazione effettuata per lo Scenario "ELETTROGORIZIA+ENERGIA PULITA".

Dall'analisi di tale mappa emerge che il valore massimo della concentrazione media annua di NO_x stimato nel dominio di calcolo è pari a 2,60 µg/m³ e si rileva in direzione Sud Ovest ad una distanza di circa 325 m dal sito di progetto, in un'area quasi completamente ricompresa nella zona industriale.

Scenario "TEI ENERGY+ENERGIA PULITA"

Nella Figura 3.6d si riporta la mappa che mostra la concentrazione media annua di NO_x all'interno del dominio di calcolo risultante dalla simulazione effettuata per lo Scenario "TEI ENERGY +ENERGIA PULITA".

Dall'analisi di tale mappa emerge che il valore massimo della concentrazione media annua di NO_x stimato nel dominio di calcolo è pari a 2,56 µg/m³ e si rileva in direzione Sud Ovest, nella stessa cella in cui si verifica il massimo valore della media annua di NO_x nello Scenario "ELETTROGORIZIA+ENERGIA PULITA". Tale valore risulta inferiore (-1,5%) circa rispetto al valore massimo calcolato per lo scenario "ELETTROGORIZIA+ENERGIA PULITA".

Per facilità di lettura e immediatezza di confronto è stata prodotta anche la Figura 3.6f dove è mostrata la mappa delle differenze tra le ricadute medie annue di NO_x negli scenari "TEI ENERGY+ENERGIA PULITA" e "ELETTROGORIZIA+ENERGIA PULITA".

Dall'analisi della Figura 3.6f emerge che si ha una generale diminuzione delle ricadute medie annue di NO_x all'interno del dominio di calcolo passando dallo scenario "ELETTROGORIZIA+ENERGIA PULITA" a quello "TEI ENERGY+ENERGIA PULITA". In particolare nello Scenario "TEI ENERGY +ENERGIA PULITA" più del 93% delle celle e, quindi del dominio di calcolo, è interessato da una diminuzione dei valori di ricaduta media annua di NO_x rispetto allo scenario "ELETTROGORIZIA+ENERGIA PULITA", mentre la rimanente porzione delle celle del dominio di calcolo (meno del 7%) fa rilevare un leggero incremento. La massima diminuzione della ricaduta media annua di NO_x sul dominio di calcolo che si ha nello scenario "TEI ENERGY +ENERGIA PULITA" rispetto a quello "ELETTROGORIZIA+ENERGIA PULITA" è pari a 0,10 µg/m³, mentre il massimo incremento è pari a 0,06 µg/m³; i due valori citati si

riscontrano nelle immediate vicinanze della Centrale in progetto all'interno dell'area industriale e rappresentano comunque quantità irrilevanti ai fini del rispetto del limite di $30 \mu\text{g}/\text{m}^3$ stabilito dal D.Lgs. 155/2010 per la protezione della vegetazione.

Per quanto detto sopra, diminuendo generalmente le ricadute medie annue di NOx rispetto allo scenario "ELETTRGORIZIA+ENERGIA PULITA" che contempla la presenza della Centrale Energia Pulita e dell'ex Centrale ELETTRGORIZIA che ha ricevuto giudizio favorevole di compatibilità ambientale dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare – Direzione Salvaguardia Ambientale con il decreto prot. n. DSA – DEC 2009 – 309 del 21 aprile 2009, si può ragionevolmente affermare che la qualità dell'aria in merito a tale inquinante subirà un generale miglioramento a valle della realizzazione del progetto, con conseguenti effetti positivi sulla vegetazione.

Si fa presente che la centralina pubblica di monitoraggio della qualità dell'aria più prossima alla Centrale in progetto è quella di Gorizia-Via Duca d'Aosta (codice stazione AOS) gestita da ARPA Friuli Venezia Giulia. Tale centralina è anche l'unica presente nell'intorno del sito di intervento.

La stazione, classificata come "Urbana-traffico" è ubicata a nord est della Centrale, ad una distanza di circa 2,7 km. La localizzazione della centralina è mostrata nella Figura 3.6e.

Tale stazione fissa di monitoraggio non risponde ai requisiti richiesti dal punto 3 dell'Allegato III del D.Lgs. 155/2010 e s.m.i. per poter essere considerata rappresentativa ai fini del monitoraggio delle concentrazioni di inquinanti per la protezione della vegetazione e degli ecosistemi naturali. Infatti la stazione, localizzata nel centro abitato di Gorizia, non è ubicata, come richiesto dal D.Lgs 155/10, "ad oltre 20 km dalle aree urbane e ad oltre 5 km da altre zone edificate, impianti industriali, autostrade o strade principali con conteggi di traffico superiori a 50.000 veicoli al giorno" e non può essere considerata rappresentativa di un'area di almeno 1.000 km^2 .

In aggiunta a quanto suddetto per la valutazione degli impatti sulla qualità dell'aria ai fini della protezione della vegetazione, nella tabella seguente si riportano le massime ricadute medie annue di NOx indotte dalle emissioni nei due scenari considerati all'interno delle aree Rete Natura 2000 più prossime alla CTE in progetto (comprese, anche in minima parte, entro un raggio di 10 km dalla CTE) e interessate dalle maggiori ricadute di NOx. Le aree protette considerate sono rappresentate nella Figura 3.6g.

Tabella 3.6d Massime ricadute medie annue di NO_x nei due scenari simulati presso le aree Rete Natura 2000 comprese entro 10 km dalla Centrale in progetto e interessate dalle maggiori ricadute di NO_x [µg/m³]

Codice SIC/ZPS	Nome	Max media annua NO _x – Scenario ELETTRGORIZIA+ENERGIA PULITA [µg/m ³]	Max media annua NO _x – Scenario TEI ENERGY+ENERGIA PULITA [µg/m ³]
SI3000276	Kras	0,96	0,96
SI5000021	Vipavski rob	0,39	0,38
SI3000226	Dolina Vipave	0,54	0,52
SI5000023	Kras	0,96	0,96
SI3000290	Goriska Brda	0,44	0,42
IT3340001	Palude del Preval	0,46	0,46
IT3340002	Aree Carsiche della Venezia Giulia	0,90	0,89
IT3340006	Carso Triestino e Goriziano	0,90	0,89

Analizzando la tabella soprastante si nota che le ricadute medie annue di NO_x presso i siti SIC/ZPS esaminati, corrispondenti a quelli interessati dalle maggiori ricadute di tale inquinante indotte dalle realtà elettrogene considerate, rimangono invariate e, in alcuni casi, diminuiscono passando dallo scenario “ELETTRGORIZIA+ENERGIA PULITA” allo scenario “TEI ENERGY+ENERGIA PULITA”.

Infine nella seguente tabella si riportano le massime ricadute medie annue di NO_x indotte dalle emissioni della CTE TEI Energy in progetto all’interno delle aree Rete Natura 2000 sopracitate.

Tabella 3.6e Massime ricadute medie annue di NO_x indotte dalla CTE in progetto presso le aree Rete Natura 2000 comprese entro 10 km [µg/m³]

Codice SIC/ZPS	Nome	Max media annua NO _x – CTE TEI Energy [µg/m ³]
SI3000276	Kras	0,29
SI5000021	Vipavski rob	0,11
SI3000226	Dolina Vipave	0,17
SI5000023	Kras	0,29
SI3000290	Goriska Brda	0,11
IT3340001	Palude del Preval	0,12
IT3340002	Aree Carsiche della Venezia Giulia	0,25
IT3340006	Carso Triestino e Goriziano	0,29

Dall'analisi della Tabella 3.6e si nota che la massima ricaduta media annua di NOx attesa al suolo all'interno delle aree Rete Natura 2000 considerate è di 0,29 µg/m³ e si rileva presso i siti SI5000023 "Kras" e SI30000276 "Kras", ubicati in territorio sloveno.

Tale contributo massimo è trascurabile ai fini della definizione dello stato finale di qualità dell'aria per l'NOx nelle suddette aree della Rete Natura 2000 e, quindi, ininfluenza ai fini del rispetto del limite della media annua di 30 µg/m³ stabilito per l'NOx dalla Direttiva 2008/50/CE relativa alla qualità dell'aria ambiente e per un'aria più pulita in Europa, indipendentemente dall'attuale valore di fondo (come già esposto sopra la Direttiva 2008/50/CE è stata recepita nell'ordinamento giuridico italiano con il D.Lgs. 155/2010 per la protezione della vegetazione ed è applicabile nel territorio sloveno, dato che la Slovenia appartiene all'Unione Europea).

In sintesi, lo stato di qualità dell'aria relativo agli NOx non subirà alcun impatto significativo per effetto della realizzazione della Centrale.

Conseguentemente ed in analogia a quanto già affermato nello Screening di Incidenza Ambientale di cui all'Allegato B dello Studio Preliminare Ambientale agli atti è ragionevole escludere qualsiasi interferenza di tipo indiretto sulla componente atmosfera all'interno delle aree protette considerate tale da generare impatti sulla componente biotica delle aree protette stesse.

Motivazioni alla base del progetto

Come esplicitato al punto precedente, l'impianto è stato concepito per rispondere ad una esigenza del gestore della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale (RTN) di installare impianti di produzione di energia elettrica, capaci di compensare la produzione elettrica discontinua, fluttuante e non programmabile degli impianti a fonte rinnovabile. Tale esigenza del gestore della rete nasce per aumentare l'affidabilità e la sicurezza della fornitura di energia elettrica al Sistema Paese che ad oggi proprio per la produzione consistente di energia elettrica da fonti rinnovabili, pari a circa il 33,5 % (dato riferito all'anno 2015 e pari ad un'energia elettrica di ca. 110 TWh) dei consumi lordi nazionali, presenta un rischio oggettivo di black out.

Il progetto di TEI Energy **consentirà pertanto sia di rendere più sicura la RTN sia di sviluppare ulteriormente la produzione elettrica da fonti rinnovabili al 2030 fino al 55% dei consumi lordi nazionali.**

3.7 Utilizzo materiale scavato

- 7) Valutare l'opportunità di riutilizzo del materiale scavato per l'infrastrutturazione dell'area che viene stimato essere di circa 6000 m³;

L'area di intervento risulta già pavimentata, dunque i materiali scavati saranno costituiti per buona parte da materiali di risulta delle demolizioni della pavimentazione stessa.



In considerazione di ciò, dei ridotti volumi movimentati (si rientrerebbe infatti nella definizione di piccolo cantiere secondo il DPR 120/17, < 6.000 m³) e dell'impossibilità di un loro reimpiego per eventuali livellamenti dell'area (il sito si colloca in area industriale esistente, già infrastrutturata in cui pertanto non è possibile intervenire modificando la quota del terreno) i materiali risultanti dagli scavi durante la fase di cantiere saranno gestiti come rifiuti e inviati prioritariamente a recupero e, in subordine, a smaltimento, ai sensi della normativa vigente.

3.8 Chiarimenti su destinazione d'uso piazzali

- 8) Chiarire la destinazione d'uso dei piazzali pavimentati e non pavimentati dell'insediamento, con particolare riferimento a:
 - a. depositi, non protetti dall'azione di agenti atmosferici, di materie prime, semilavorati, prodotti finiti o rifiuti e che, in occasione di dilavamento meteorico, possono rilasciare sostanze suscettibili di recare danno alle acque superficiali o sotterranee;
 - b. lavorazioni, comprese le operazioni di carico e scarico, che comportino il dilavamento di sostanze pericolose o di sostanze che creano pregiudizio per il raggiungimento degli obiettivi di qualità dei corpi idrici;
 - c. ogni altra attività che possa comportare il dilavamento delle sostanze pericolose di cui alle tabelle 3/A e 5 dell'allegato 5 alla parte terza del D.Lgs. 152/06;
 - d. ogni altra attività in cui vi sia il dilavamento di sostanze correlate al ciclo produttivo aziendale;

Di seguito le risposte ai chiarimenti richiesti:

- a) nel sito di Centrale non saranno presenti depositi, non protetti dall'azione di agenti atmosferici, di materie prime, semilavorati, prodotti finiti o rifiuti che in occasione di dilavamenti meteorici potranno rilasciare sostanze suscettibili di recare danno alle acque superficiali o sotterranee, infatti:
 - le uniche materie prime stoccate in Centrale saranno l'urea, utilizzata nell'impianto SCR per la riduzione degli ossidi di azoto e gli olii lubrificanti, utilizzati per la lubrificazione delle parti mobili di motore e turbocompressore che saranno stoccate in appositi serbatoi fuori terra, collocati in bacini di contenimento di adeguata dimensione, su area pavimentata;
 - le aree di deposito temporaneo rifiuti saranno pavimentate, cordolate, dotate di copertura (tettoia);
- b) le materie prime impiegate in Centrale (urea e olii lubrificanti) sono sostanze non pericolose (si vedano schede di sicurezza riportate in Appendice 1). Ad ogni modo, come indicato sopra, esse saranno stoccate in appositi serbatoi fuori terra, collocati in bacini di contenimento di adeguata dimensione (che ne esclude la dispersione anche in caso di rottura incidentale del serbatoio), su area pavimentata. Tali sostanze saranno introdotte in sito dal mezzo di trasporto del fornitore. Tutte le operazioni avverranno su area pavimentata. I controlli periodici effettuati dal Gestore assicureranno l'integrità sia dei serbatoi che del bacino di contenimento. Le attività di movimentazione e travaso sia dell'urea che dell'olio lubrificante in oggetto avverranno su superficie pavimentata, da personale addestrato che adotterà tutti gli



accorgimenti necessari a garantire condizioni di sicurezza in accordo alle procedure del SGA che sarà implementato per la Centrale.

- c) nel ciclo produttivo della Centrale non sono utilizzate sostanze pericolose di cui alle tabelle 3/A e 5 dell'Allegato 5 alla parte terza del D.Lgs. 152/06 e s.m.i.;
- d) stante quanto riportato al punto a) non vi sono aree in cui siano effettuate attività che comportino il dilavamento di sostanze correlate al ciclo produttivo aziendale: le sostanze impiegate in Centrale (urea e olii lubrificanti) saranno infatti presenti esclusivamente all'interno di macchinari o nei serbatoi di stoccaggio, dotati di bacino di contenimento di adeguate dimensioni, posti su area pavimentata.

In Figura 3.8a si riporta il layout di Centrale con identificate le aree di stoccaggio materie prime e l'area di deposito rifiuti.

3.9 Chiarimenti su scarichi acque

- 9) Chiarire se vi siano scarichi di acque meteoriche di dilavamento o di altra natura, in corpi recettori diversi dalla pubblica fognatura. Qualora siano previsti scarichi o immissioni di acque meteoriche di dilavamento delle superfici esterne in corpi recettori diversi dalla pubblica fognatura, si chiedono le seguenti integrazioni documentali:
 - a. le tipologie delle reti di raccolta (acque meteoriche di coperture, piazzali esterni contaminati e/o non contaminati) distinti in ordine ai relativi bacini scolanti;
 - b. la attività che vengono svolte sui piazzali esterni a servizio di ogni bacino scolante dello stabilimento;
 - c. l'eventuale modalità di raccolta e collettamento delle acque meteoriche di dilavamento interessate dalle opere di contenimento a servizio dei serbatoi di stoccaggio dei lubrificanti, degli olii e dei carburanti;
 - d. il dimensionamento dello scolmatore delle acque meteoriche eccedenti la prima pioggia (acque di seconda pioggia) a servizio del sistema di trattamento di disoleazione;
 - e. la descrizione del corpo recettore per gli scarichi che non recapitano in pubblica fognatura;
 - f. una planimetria esaustiva in scala adeguata del sistema di raccolta e scarico delle acque meteoriche di dilavamento a servizio dello stabilimento evidenziando i punti di recapito nel corpo recettore e gli eventuali punti di campionamento per il controllo degli scarichi;

Come già indicato nello Studio Preliminare Ambientale il progetto non prevede alcuno scarico di acque meteoriche o di altra natura in corpi recettori diversi dalla pubblica fognatura.

Si ricorda che la Centrale è caratterizzata dall'assenza di scarichi idrici di processo.

Gli scarichi idrici della Centrale, che saranno pertanto costituiti dalle sole acque meteoriche e reflue civili, saranno scaricate in pubblica fognatura, sfruttando le connessioni già esistenti (a servizio della Centrale precedentemente presente nel sito), previo adeguamento o la realizzazione di nuovi raccordi alla rete fognaria esistente.



Stante quanto appena descritto non risulta necessario presentare alcuna integrazione documentale.

3.10 Chiarimenti su utilizzo calore

10) Valutare l'opportunità di utilizzo del calore prodotto dai generatori;

Tei Energy si dichiara disponibile allo sviluppo di possibili sinergie con il territorio che permettano la cessione e il relativo sfruttamento di una parte o della totalità del calore prodotto dall'impianto, purché le necessità di tali utenze siano compatibili con le esigenze e la destinazione d'uso primaria dell'impianto, ovvero il servizio reso a Terna di bilanciamento della rete elettrica nazionale per la compensazione degli squilibri indotti dalle fonti rinnovabili.

3.11 Traffico in fase di cantiere

11) Stimare il traffico indotto durante la fase di cantierizzazione mediante quantificazione, distinzione per tipologia dei mezzi e individuazione dei percorsi utilizzati;

Il traffico indotto dal progetto durante la fase di cantiere riguarda i mezzi pesanti per il trasporto dei materiali movimentati e le apparecchiature e i mezzi leggeri relativi alla manovalanza.

Sulla base dei lavori da eseguire è stato stimato per il periodo di massima attività un traffico di 5 mezzi pesanti al giorno, con una punta di 3 mezzi pesanti/ora.

Per la manovalanza si stima un numero medio di mezzi pari a 10 mezzi/giorno.

Tali flussi risultano esigui e limitati nel tempo e, pertanto, tali da non apportare modifiche allo stato attuale di congestionamento della viabilità esistente, di seguito descritta.

Come indicato nello Studio Preliminare Ambientale l'accesso all'area della Centrale, anche dei mezzi durante la fase di cantiere, avverrà dalla viabilità interna all'area industriale entro cui è localizzata e, in particolare, da Via Natisone che conduce direttamente al parcheggio prospiciente l'area della futura Centrale.

L'accesso a Via Natisone avverrà da Via Gregorcic che si immette sulla Strada Regionale 117/Strada Statale 56. I mezzi di cantiere provenienti dalle aree limitrofe alla Centrale si immetteranno su tali tratti stradali; quelli provenienti da distanze maggiori si immetteranno sulla SR 117 direttamente dall'autostrada A34.

La viabilità in oggetto è adeguata al passaggio dei mezzi pesanti e anche di eventuali mezzi per i trasporti eccezionali.

Figura 3.11a Viabilità di accesso alla Centrale


3.12 Piano di Monitoraggio Ambientale

- 12) Integrare la documentazione con un Piano di Monitoraggio Ambientale che riguardi, principalmente, la componente atmosferica e le ricadute al suolo degli inquinanti prodotti e la componente acustica. Tale Piano dovrà comprendere le misure mitigative da porre in atto qualora si riscontrino degli impatti ambientali non preventivati.

Come già dichiarato nello Studio Preliminare Ambientale presentato, in particolare al Capitolo 5, la Centrale di Gorizia sarà dotata di un Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC), allegato all'Autorizzazione Integrata Ambientale, la cui finalità sarà quella di verificare la conformità

dell'esercizio della Centrale alle condizioni prescritte nella stessa AIA, di cui costituirà parte integrante.

Con riferimento alle emissioni gassose i nuovi camini saranno dotati di Sistema di Monitoraggio delle Emissioni (SME) conforme agli standard e alla normativa attuali in materia di monitoraggio. Tale sistema misurerà in continuo le concentrazioni di O₂, NO_x, CO e NH₃ contenute nei fumi e permetterà di verificare il rispetto dei limiti autorizzati.

In aggiunta a tale elaborato, che consentirà il controllo delle condizioni di esercizio della Centrale post operam, nel seguito sono descritte le attività di monitoraggio ambientale che si propone di eseguire:

- a) prima dell'inizio della fase di cantiere (bianco);
- b) durante la fase di costruzione della Centrale;
- c) durante l'esercizio della Centrale.

Pur non essendo il progetto sottoposto a procedura di VIA, per la definizione delle attività di seguito descritte si è tenuto conto di quanto riportato nelle Linee Guida per la predisposizione del Progetto di Monitoraggio Ambientale (PMA) delle opere soggette a procedure di VIA (D.Lgs.152/2006 e s.m.i., D.Lgs.163/2006 e s.m.i.).

3.12.1 Identificazione delle attività di monitoraggio

In considerazione di quanto esposto nello Studio Preliminare Ambientale, della tipologia degli interventi in progetto e delle caratteristiche del sito di intervento (area industriale consolidata e infrastrutturata), le componenti ambientali per le quali sono di seguito proposte e descritte specifiche attività di monitoraggio sono la Qualità dell'aria e il Rumore.

Con riferimento alle componenti ambiente idrico, suolo e sottosuolo, vegetazione, paesaggio, radiazioni ionizzanti, traffico non si ravvisano effetti indotti dalla realizzazione del progetto che possano richiedere attività di monitoraggio ambientale. Gli spazi necessari all'installazione del cantiere saranno ricavati all'interno del perimetro della Centrale stessa.

La seguente tabella evidenzia le fasi in cui si prevede di procedere all'esecuzione di attività di monitoraggio.

Tabella 3.12.1a Fasi delle attività di monitoraggio

Componente	Ante operam (bianco)	In fase di costruzione	Post operam (esercizio)
Qualità dell'aria	<input checked="" type="checkbox"/>	-	<input checked="" type="checkbox"/>
Rumore	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>



Le attività di monitoraggio ante operam si completeranno prima dell'apertura del cantiere. Per la Qualità dell'aria non si prevedono monitoraggi in fase di costruzione essendo gli impatti indotti dal progetto non significativi (si veda lo Studio Preliminare Ambientale consegnato).

3.12.2 Monitoraggio della qualità dell'aria

Obiettivi del monitoraggio

L'obiettivo del monitoraggio è valutare lo stato di qualità dell'aria di NO₂ a seguito dell'esercizio della Centrale, nel punto di massima ricaduta media annua stimato nello studio di dispersione riportato in Allegato A allo SPA.

Parametri da monitorare

Il parametro da monitorare è la concentrazione di NO₂.

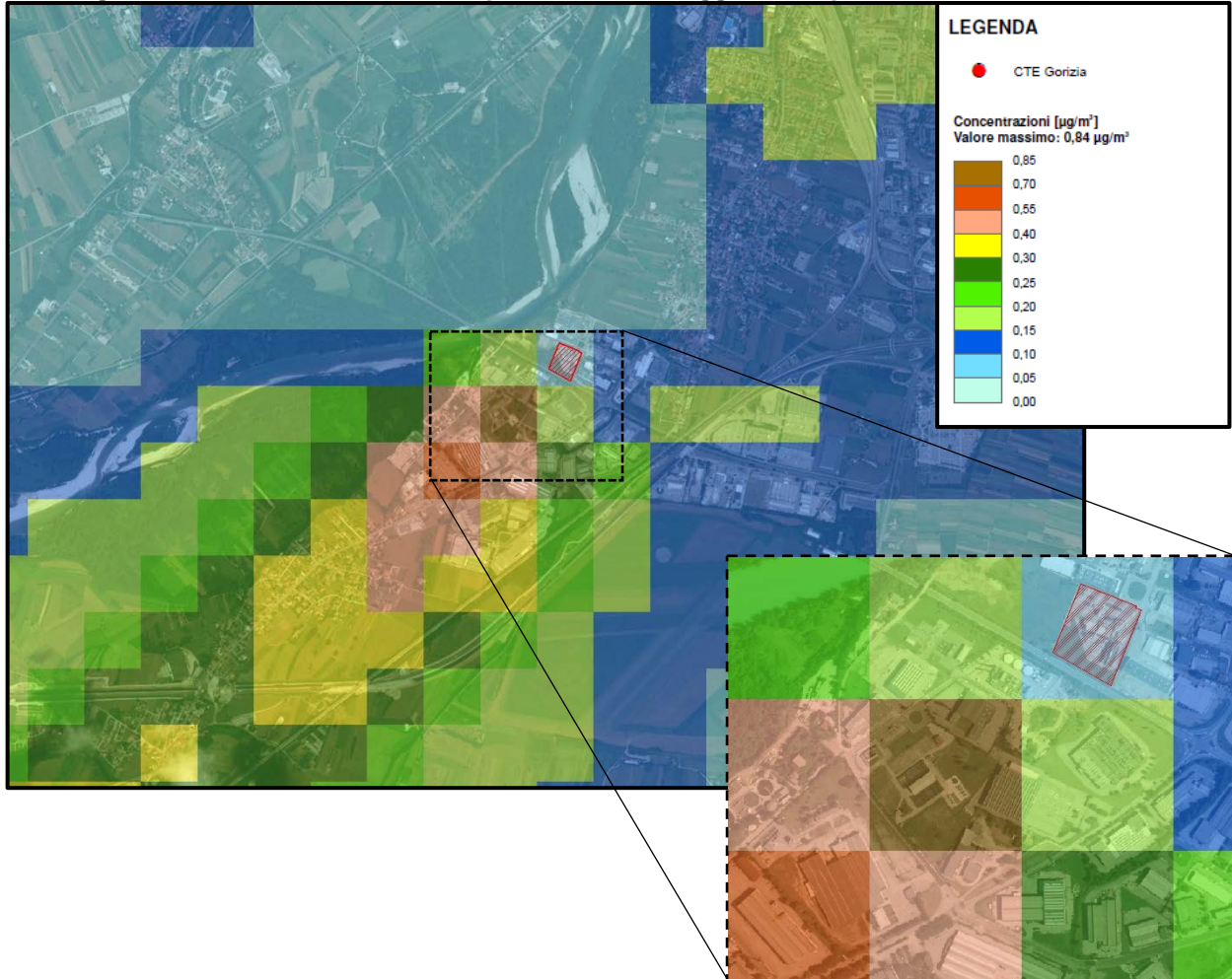
Limiti di riferimento

Per l'NO₂ si fa riferimento ai limiti di qualità dell'aria riportati nel D.Lgs. 155/2010.

Punti di monitoraggio

Il monitoraggio sarà eseguito, nelle fasi ante operam e post operam, nel punto di massima ricaduta media annua di NO_x stimato nello studio di dispersione riportato in Allegato A allo SPA, mostrato nella seguente Figura 3.12.2a e identificato con la cella in colore marrone.

Figura 3.12.2a Individuazione del punto di monitoraggio della qualità dell'aria



Frequenza del monitoraggio

Monitoraggio ante operam

Il monitoraggio ante operam sarà effettuato con campionatori passivi del tipo Radiello®, campionatore diffusivo a simmetria assiale, di lungo periodo, adatto quindi per la determinazione delle concentrazioni medie di gas nell'atmosfera. Il Radiello® è concepito per consentire campagne di monitoraggio di durata al massimo quindicinale.

Il campionamento sarà eseguito con campagne di 15 giorni stagionali, quindi 3 volte nell'anno precedente all'inizio dei lavori (estate, inverno, primavera o autunno).

Monitoraggio post operam

Il monitoraggio post operam si svilupperà con le stesse modalità e nello stesso sito con cui sarà effettuato per la fase ante operam sopra descritto.

Il campionamento sarà eseguito con campagne di 15 giorni stagionali, 3 volte nell'anno successivo all'entrata in esercizio della Centrale (estate, inverno, primavera o autunno).

3.12.3 Monitoraggio del rumore

Obiettivi del monitoraggio

Obiettivo del monitoraggio è il controllo della rumorosità prodotta dalle attività di costruzione della Centrale. Durante la fase di esercizio saranno effettuati i monitoraggi prescritti dall'AIA.

Parametri da monitorare

Verrà eseguito un monitoraggio acustico durante le attività di cantiere maggiormente rumorose. Durante il tempo di misura verrà acquisito il livello sonoro equivalente (L_{Aeq}) e il relativo andamento, oltre ai parametri statistici.

Dato che le attività di cantiere saranno esclusivamente diurne, non si prevede di eseguire misure nel periodo notturno.

I rilievi fonometrici saranno eseguiti secondo le modalità previste dal Decreto del 16 marzo 1998 "Tecniche di rilevamento e di misurazione dell'inquinamento acustico".

Le misure eseguite avranno una durata minima di 10 minuti presso ogni punto di rilievo.

Limiti di riferimento

Come parametri di riferimento si utilizzeranno i limiti di emissione relativi alla Classe VI (essendo il sito di Centrale appartenente a un'area classificata dal PRG di Gorizia come 'Zona D1 – Insediamenti industriali di interesse regionale'), pari a 65 dB(A) per i punti di misura al confine dell'area di proprietà indicati con le sigle da 1 a 8 nella Figura 9 della Documentazione previsionale di impatto acustico ambientale depositata di cui all'Allegato C allo Studio Preliminare Ambientale.



Come parametri di riferimento per i ricettori indicati con le lettere da A ad E della Documentazione previsionale di impatto acustico ambientale depositata di cui all'Allegato C allo Studio Preliminare Ambientale e per quelli indicati con le lettere da M1 ad M3 dell'Appendice 2 al presente documento, si utilizzeranno i limiti di immissione relativi alla Classe VI ed alla classe III rispettivamente (in assenza di Piano di Classificazione acustica del Comune di Gorizia, le classi acustiche sono state stabilite sulla base della destinazione d'uso prevista dal PRG).

Per i ricettori indicati con le lettere da M4 ad M6 dell'Appendice 2 al presente documento, si utilizzeranno i limiti di immissione relativi alla Classe acustica prevista dal Comune di Savogna d'Isonzo.

Presso i ricettori da M1 ad M6 verrà valutato anche il rispetto dei valori limite differenziali di immissione in periodo diurno.

Punti di monitoraggio

Per il monitoraggio della componente durante la fase di cantiere saranno utilizzati gli stessi punti ricettore considerati nella Documentazione previsionale di impatto acustico ambientale depositata in Allegato C allo Studio Preliminare Ambientale e nell'Appendice 2 al presente documento di integrazioni.

La localizzazione dei punti è quella riportata nella seguente Figura 3.12.3a.

Figura 3.12.3a Individuazione dei punti di monitoraggio acustico**Frequenza del monitoraggio**Monitoraggio Ante Operam

Il monitoraggio ante operam è stato già eseguito: si veda il rapporto "Documentazione previsionale di impatto acustico Ambientale depositato in Allegato C allo Studio Preliminare Ambientale.

Monitoraggio in Corso d'Opera

Il monitoraggio in corso d'opera sarà eseguito durante le attività maggiormente rumorose, che si prevede siano quelle relative alle demolizioni, dunque tra la 17° e la 30° settimana.

Monitoraggio Post Operam

Saranno effettuati i monitoraggi prescritti dall'AIA una volta che la Centrale sarà in esercizio.



3.12.4 Diffusione dei risultati

Le attività di monitoraggio saranno oggetto di specifici rapporti che saranno trasmessi alle autorità competenti e di controllo (MATTM – Direzione generale per le Valutazioni Ambientali, Regione Friuli Venezia Giulia, ARPA).

4 Controdeduzioni alle osservazioni del pubblico

Alla data del 10 marzo 2018 (terminato il periodo per la presentazione delle osservazioni del pubblico) sul sito del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, all'indirizzo <http://www.va.minambiente.it/it-IT/Oggetti/Documentazione/1720/3044?Testo=&RaggruppamentoID=216#form-cercaDocumentazione> risultano disponibili i seguenti documenti nella sezione "Osservazioni del pubblico":

- Osservazioni dei Sig.ri Alessandro Duca, Martina Luciani e altri in data 05/02/2018 - DVA-2018-0002814 del 05/02/2018;
- Osservazioni del Comune di Gorizia in data 01/02/2018 - DVA-2018-0002561 del 01/02/2018;
- Osservazioni dell'Associazione Legambiente Gorizia in data 05/02/2018 - DVA-2018-0002753 del 05/02/2018;
- Osservazioni del Comune di Savogna d'Isonzo in data 29/01/2018 - DVA-2018-0002164 del 29/01/2018;
- Osservazioni dell'Associazione Forum Gorizia in data 01/02/2018 - DVA-2018-0002600 del 01/02/2018;
- Osservazioni del Sig. Curci Fabio + altri in data 01/02/2018 - DVA-2018-0002601 del 01/02/2018.

4.1 Osservazioni dei Sig.ri Alessandro Duca, Martina Luciani e altri

In base all'allegato V della parte 2 del D.Lgs. 152/2006 le caratteristiche dei progetti debbono essere considerate tenendo conto, tra l'altro del cumulo con altri progetti esistenti e/o approvati, stessa considerazione viene fatta dal decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 30 marzo 2015 per cui "Un singolo progetto deve essere considerato anche in riferimento ad altri progetti localizzati nel medesimo contesto ambientale e territoriale".

Del resto la stessa politica della Comunità in materia ambientale mira ad un elevato livello di tutela e indica chiaramente che la V.I.A. non può essere esclusa sulla semplice base della soglia di potenza dei progetti presentati, principio ripreso ampiamente dalla Giustizia amministrativa italiana. Riteniamo importante ricordare che i cittadini, relativamente alle autorizzazioni di un progetto industriale poco distante, che è ragionevole ritenere sia stato "spacchettato" e portato a segmenti alla fase procedimentale per eludere la Valutazione di Impatto ambientale (si tratta dei tre impianti elencato più oltre) hanno presentato segnalazione all procura della Repubblica di Gorizia, al Prefetto di Gorizia, alla Commissione europea, mentre è stata recentemente depositata una interrogazione alla Regione Friuli Venezia Giulia, ente subentrato nelle specifiche competenze della Provincia di Gorizia (soppressa).



Nella documentazione non sembra si faccia riferimento a nessun progetto seppur in zona (a circa 1,5 km) siano già autorizzati:

- **Un impianto di raffinazione meccanica dell'alluminio e trattamento rifiuti non pericolosi di alluminio**
- **Un impianto a gassificazione di biomassa di circa 993 kWe**
- **Un impianto a gassificazione di biomassa di circa 993 kWe da poco richiesta la variante per una riduzione fino a 199 kWe**

inoltre si segnala che oltre alle industrie già presenti nell'area industriale nella documentazione per la variante di cui sopra troviamo la presenza di altri impianti di produzione energia. Qui un estratto:

"La zona industriale di Gorizia, distante circa 1,5 km, presenta diversi altri impianti di produzione di energia elettrica, quali:

- **Energia pulita SpA, da 37 MWe, a biomasse oleose (olio di palma)**
- **Futuris Isontina srl, da 1MWe a biomasse solide**
- **Rail Services srl, da 1MWe a biomasse solide"**

Si richiede quindi una valutazione più attenta in fase di VIA sul cumulo di tali progetti e le ripercussioni a livello ambientale e della salute, tanto più che si teme, pur senza riscontri ufficiali, la conversione, nella stessa zona, di una centrale a biomasse oleosa inattiva in centrale a metano per la produzione di energia elettrica.

Si fa presente che nel §3.6 del presente documento, a cui si rimanda per maggiori dettagli, sono stati valutati gli impatti cumulativi sulla qualità dell'aria, ai fini della tutela della salute della popolazione e della vegetazione, determinati dalle emissioni di NOx (che costituisce l'emissione più rilevante ai fini ambientali per la tipologia d'impianto in progetto) della Centrale TEI Energy in progetto e delle altre installazioni esistenti nel territorio comunale di Gorizia, in possesso di Autorizzazione Integrata Ambientale (ovvero quelle con potenza termica >50 MW), ritenute essere le installazioni maggiormente significative in termini di impatti potenziali sulla componente ambientale in esame.

Dato che nel Comune di Gorizia è installata e in esercizio la Centrale Energia Pulita S.p.A. da 71,9 MWt autorizzata AIA con Decreto della Regione Autonoma Friuli Venezia Giulia n.1635 del 9 luglio 2012 (di rinnovo dell'AIA rilasciata con il decreto n. 1451 del 22 agosto 2007, come volturata con Decreto n. 1996 del 13 ottobre 2009) e che nel sito della Centrale in progetto, oggetto della presente documentazione, era presente la centrale termoelettrica a ciclo combinato di ELETTRGORIZIA S.p.A., della potenza di 111,5 MWt, autorizzata AIA con decreto Regione Autonoma Friuli Venezia Giulia n. 2287 del 27 novembre 2014 e che aveva ricevuto giudizio favorevole di compatibilità ambientale dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare – Direzione Salvaguardia Ambientale con il decreto prot. n. DSA – DEC 2009 – 309 del 21 aprile 2009, per valutare l'impatto cumulato sulla qualità dell'aria di cui al §3.6 del presente documento sono stati simulati, utilizzando lo stesso codice di calcolo (CALPUFF v. 5.8.5), lo stesso campo di vento e lo stesso dominio di calcolo dello studio descritto in Allegato A allo Studio Preliminare Ambientale (predisposto per la valutazione degli impatti sulla qualità dell'aria della Centrale in progetto), i seguenti scenari emissivi:

- **Scenario "ELETTRGORIZIA+ENERGIA PULITA":** rappresentativo delle emissioni autorizzate AIA dell'ex Centrale ELETTRGORIZIA oggi dismessa (rif. decreto AIA Regione Autonoma Friuli Venezia Giulia n.2287 del 27 novembre 2014) e di quelle della Centrale



Energia Pulita nell'assetto impiantistico autorizzato AIA (rif. AIA decreto Regione Autonoma Friuli Venezia Giulia n.1635 del 9 luglio 2012);

- Scenario "TEI ENERGY+ENERGIA PULITA": rappresentativo delle emissioni della Centrale Energia Pulita nell'assetto impiantistico autorizzato AIA e di quelle massime della Centrale TEI Energy in progetto.

I risultati ottenuti dimostrano che le ricadute di NOx nello Scenario "TEI ENERGY+ENERGIA PULITA" diminuiranno, generalmente, sia come valori massimi sia come estensione, rispetto allo scenario "ELETTRGORIZIA+ENERGIA PULITA" che contempla la presenza della Centrale Energia Pulita e dell'ex Centrale termoelettrica ELETTRGORIZIA S.p.A. che, come detto sopra, aveva ricevuto giudizio favorevole di compatibilità ambientale dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare – Direzione Salvaguardia Ambientale con il decreto prot. n. DSA – DEC 2009 – 309 del 21 aprile 2009, motivo per cui si può ragionevolmente affermare che la qualità dell'aria, in merito a tale inquinante, subirà un generale miglioramento a valle della realizzazione del progetto proposto da TEI Energy.

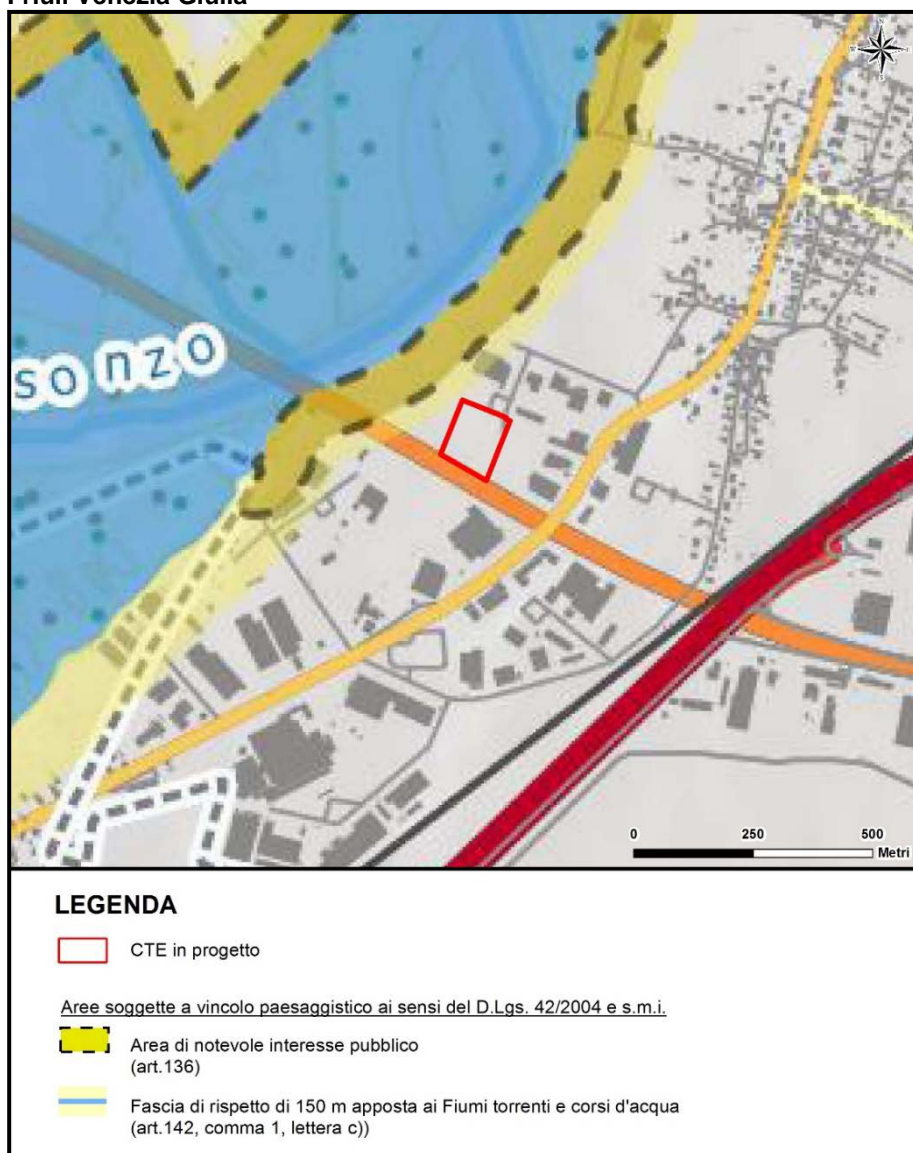
Da una prima verifica attraverso la piattaforma della Regione Friuli Venezia Giulia "Eagle.fvg" (http://sistemiwebgis.regione.fvg.it/eagle/main.aspx?configuration=Guest_PRGGorizia&workspacename=5649fa4731d5650d187ee26a) sull'area inserendo come livelli "Particelle Catastali" e "PPR fiumi – torrenti – corsi d'acqua" sembrerebbe interno al vincolo del 150 m dal fiume di cui all'art. 142 comma 1 lettera c).

Alla luce di quanto sopra e considerando che con Decreto del Ministro per la pubblica Istruzione del 6 marzo 1962 si è dichiarato di notevole interesse pubblico le sponde del fiume Isonzo nel Comune di Gorizia si richiede una verifica in fase di VIA di tali distanze.

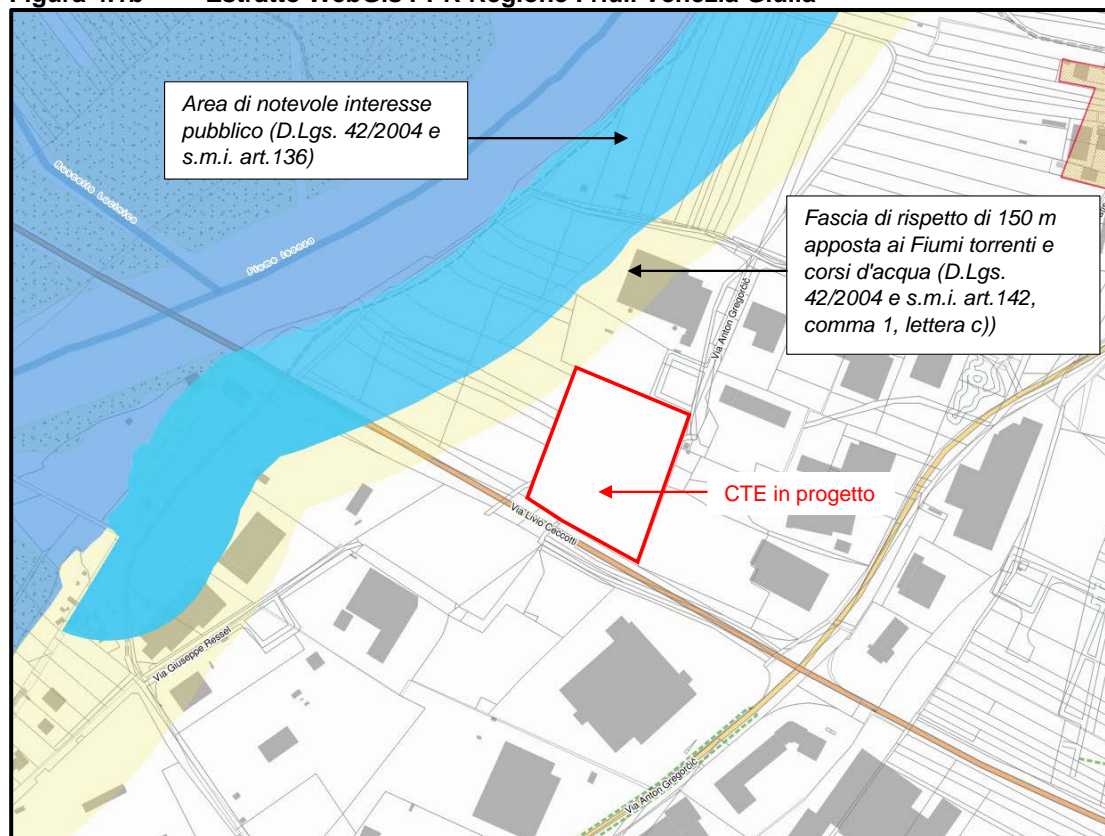
In Figura 4.1a si riporta un estratto della Tavola P4 "Beni paesaggistici e ulteriori contesti" allegata al Piano Paesaggistico Regionale (PPR) adottato, che riporta la perimetrazione dei beni paesaggistici e degli ulteriori contesti, così come individuati dal Piano stesso.

Come visibile dalla figura seguente la Centrale in progetto è esterna alle aree soggette a vincolo paesaggistico ai sensi del D.Lgs.42/2004 e s.m.i. rappresentate nella tavola.

Figura 4.1a Estratto Tavola P4 “Beni paesaggistici e ulteriori contesti” - PPR Regione Friuli Venezia Giulia



La stessa verifica è stata inoltre effettuata sul portale WebGis della Regione Friuli Venezia Giulia, di cui si riporta un estratto nella seguente Figura 4.1b.

Figura 4.1b Estratto WebGis PPR Regione Friuli Venezia Giulia


Anche la Figura 4.1b conferma che l'area della Centrale in progetto è esterna alle aree soggette a vincolo paesaggistico ai sensi del D.Lgs.42/2004 e s.m.i..

Per quanto concerne l'atmosfera, il monitoraggio ambientale e la salute pubblica preme segnalare che le risultanze degli studi effettuati nella documentazione presentata fanno comunque riferimento ad una situazione dello stato attuale valutata da una centralina dell'ARPA posta in via Duca d'Aosta a circa 2,5 km di distanza.

Considerato il cumulo con altri progetti e impianti esistenti nella zona di progetto e che la prima area residenziale dista circa 500m, si chiede venga valutato in fase di VIA uno studio più approfondito sulla qualità dell'aria riferita al sito di progetto alla luce di quanto sopra. Va tenuto conto della criticità dovuta al sistema di abbattimento dei NOx utilizzato. A livello progettuale pare verrà utilizzato il sistema SCR, che, se da un lato consente appunto l'abbattimento degli ossidi di azoto, dall'altro causa la presenza di PM10- e polveri nelle emissioni, di cui bisognerebbe tener conto vista la presenza in zona delle altre centrali.

Per la valutazione degli impatti cumulati sulla qualità dell'aria si veda quanto riportato nella risposta riportata all'inizio del §4.1 e nel §3.6 del presente documento.

Per quanto riguarda il valore di fondo utilizzato per la stima degli impatti sulla componente Atmosfera per la tutela della salute umana effettuato nell'Allegato A dello Studio Preliminare Ambientale e nel §3.6 del presente documento, pari alla media annua di NO₂ registrata nel 2016



dalla centralina di Gorizia – Via Duca d'Aosta, si ritiene che esso sia valido ai fini dello studio effettuato. La stazione è classificata come "Urbana-traffico" e lo stato di qualità dell'aria di NO₂ da essa monitorato è comprensivo dei contributi apportati dalle infrastrutture esistenti, dal centro abitato di Gorizia e dalle altre realtà elettrogene presenti nell'intorno del sito di progetto.

Si sottolinea che il contributo alla qualità dell'aria per l'NO₂ della Centrale TEI Energy, in aggiunta alla Centrale Energia Pulita (che rappresenta l'altra realtà elettrogena autorizzata AIA e, quindi, di rilievo ai fini dell'inquinamento presente nel Comune di Gorizia), è non significativo sia per la media annua che per il 99,8° percentile delle concentrazioni medie orarie e, come dimostrato nel §3.6, lo stato finale di qualità dell'aria a valle della realizzazione del progetto rimarrà buono e sempre ampiamente al di sotto dei limiti stabiliti dal D.Lgs. 155/2010 per tale inquinante (per dettagli si rimanda al §3.6).

Riguardo al sistema di abbattimento SCR che verrà installato si fa presente che esso rappresenta la tecnologia più efficiente presente sul mercato per l'abbattimento degli NO_x ed è il più performante fornito da Wartsila per i motori della Centrale in progetto. Grazie alla sua installazione le concentrazioni di NO_x nei fumi emessi dalla Centrale tendono o addirittura sono inferiori all'estremo inferiore del range dei BAT-AEL per NO_x e NH₃ indicati dalle conclusioni sulle BAT per i Grandi Impianti di Combustione (si veda §2.3 per dettagli).

L'installazione dell'SCR consentirà quindi di diminuire significativamente le emissioni in atmosfera di NO_x, che costituisce l'emissione più rilevante ai fini ambientali per questa tipologia d'impianto.

I motori che verranno installati saranno alimentati esclusivamente a gas naturale: l'impiego di tale combustibile permette di avere concentrazioni non significative di polveri nei fumi emessi dalla Centrale. Questa considerazione trova conferma nelle Conclusioni sulle BAT per i Grandi Impianti di Combustione che infatti non stabiliscono nessun limite di emissione per tale inquinante per la tipologia di motore ed il tipo di combustibile previsti dal progetto.

Per quanto attiene al problema rumore, va evidenziato che le analisi e misurazioni eseguite fanno riferimento alla zona industriale, si chiede pertanto la VIA per verificare che anche nelle vicine zone residenziali sia garantito un adeguato livello di rumore, soprattutto nelle ore notturne, nelle quali sarebbe opportuno rimanere attorno ai 40 dB.

Si vedano le considerazioni riportate in Appendice 2.

4.2 Osservazioni del Comune di Gorizia

Quadro di riferimento programmatico

L'area di intervento è inserita all'interno del Piano Regolatore Generale Comunale nella zona "D1 - insediamenti industriali di interesse regionale" così come correttamente inquadrata nello Studio preliminare ambientale.

L'art. 3, comma 1, della L.R. 3/1999 attribuisce funzioni di pianificazione territoriale ai Consorzi per lo sviluppo industriale limitatamente agli ambiti degli agglomerati industriali di interesse regionale individuati dagli strumenti urbanistici di pianificazione territoriale regionale, così come definiti dagli strumenti urbanistici comunali.

Le zone di interesse regionale D1 sono attuate attraverso Piani infraregionali, per il tramite dei quali l'area industriale di Gorizia risulta dotata di proprio strumento di pianificazione territoriale.

In particolare si segnala che il Piano territoriale infraregionale del Consorzio di sviluppo economico locale di Gorizia - aggiornato alla variante n. 4 approvata con Decreto del Presidente della Regione n. 0205/Pres. di data 12.09.2017 - è consultabile al seguente indirizzo:

<http://www3.comune.gorizia.it/it/pianificazione-governo-del-territorio>.

Si evidenzia pertanto la necessità che lo Studio preliminare ambientale consideri la coerenza del progetto del nuovo impianto con il rispetto delle disposizioni normative del Piano territoriale infraregionale del Consorzio di sviluppo economico locale di Gorizia

Come indicato nello Studio Preliminare Ambientale, il Consorzio di Sviluppo Industriale e Artigianale di Gorizia, all'interno del quale ricade il progetto di realizzazione della nuova Centrale, risulta privo di uno strumento di pianificazione attualmente vigente in quanto il Piano Territoriale Infraregionale (PTI) del 2006 (la cui validità era di 10 anni) risulta oggi non più valido.

Verifica potenziali ostacoli e pericoli per la navigazione aerea

All'interno del territorio Comunale di Gorizia è ubicato l'Aeroporto civile "Amedeo Duca d'Aosta" che si estende su una superficie di circa 150 ettari, adiacente al confine con la Repubblica di Slovenia e posto a cavallo tra i territori comunali di Gorizia e Savogna d'Isonzo.

Tra le opere in progetto per la costruzione della nuova centrale termoelettrica è prevista la realizzazione di un capannone di dimensioni circa 37*25 m e altezza 16 m ed inoltre la realizzazione di 4 camini, ciascuno di essi costituito da una struttura reticolare in acciaio dell'altezza di 30 m. A tal proposito, si rileva come nel documento di screening, malgrado la vicinanza dell'impianto all'aeroporto in questione, non sia stata prevista alcuna valutazione preventiva in merito ad eventuali interferenze con la navigazione aerea.

E' pertanto necessario che lo Studio preliminare ambientale comprenda anche la puntuale verifica dei potenziali ostacoli e/o pericoli per la navigazione aerea costituiti dalla costruzione del nuovo insediamento.

Attraverso il "Tool pre-analisi" disponibile sul portale ENAV, che consente di verificare se vi sia la necessità o meno di avviare l'iter valutativo finalizzato all'acquisizione dell'autorizzazione dell'ENAC, è stata effettuata la verifica dei potenziali ostacoli e pericoli per la navigazione aerea per il progetto in analisi.

Dalla verifica effettuata è emerso che per la Centrale in progetto dovrà essere intrapreso l'iter di valutazione per le seguenti interferenze:



- Aeroporto di Trieste Ronchi dei Legionari;
- RADAR - PQ_APP_33S: interferisce con le BRA⁴.

Tale procedura di valutazione sarà espletata nella successiva fase di Autorizzazione Unica che sarà necessariamente esperita per la Centrale in progetto, secondo le modalità richieste da ENAC e seguendo le modalità contenute nel Documento di “Verifica potenziali ostacoli e pericoli per la navigazione aerea” e nel “Regolamento ENAC per la Costruzione ed Esercizio Aeroporti”.

Cumulo con altri progetti

Dal momento che il preesistente impianto termoelettrico è stato dismesso, la centrale prevista in progetto comporterà l'attivazione di una nuova sorgente emissiva. La lettura combinata dei contenuti di cui agli allegati IV-bis e V della parte II del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., porta a considerare che le caratteristiche della centrale in progetto debbano essere esaminate con riferimento al cumulo di emissioni generate da altri impianti già esistenti e/o da progetti approvati.

Rilevato che entro l'area industriale e nel raggio di influenza sono presenti altri impianti di produzione di energia elettrica, si evidenzia che lo Studio Preliminare Ambientale non ha considerato tale situazione e si chiede pertanto che lo stesso venga integrato con le necessarie e specifiche verifiche in tal senso.

In particolare, la valutazione in merito agli inquinanti emessi dovrà tener conto del contesto territoriale nel quale verrà realizzata, rapportandosi quindi con le altre sorgenti puntuali già presenti nell'intorno.

L'osservazione riprende quanto richiesto dalla Regione Autonoma Friuli Venezia Giulia e dai Sig.ri Alessandro Duca, Martina Luciani e altri di cui ai paragrafi §3.6 e §4.1: si rimanda perciò a tali paragrafi per dettagli in merito alla valutazione degli impatti cumulati sulla qualità dell'aria legati alle emissioni della Centrale in progetto e degli altri impianti elettrogeni presenti nelle sue vicinanze.

Si richiamano anche in questa risposta le conclusioni delle valutazioni compiute che mostrano che il contributo alla qualità dell'aria per l'NO₂ della Centrale TEI Energy, in aggiunta agli altri impianti esistenti, è non significativo sia per la media annua che per il 99,8° percentile delle concentrazioni medie orarie e lo stato finale di qualità dell'aria a valle della realizzazione del progetto rimarrà buono e sempre ampiamente al di sotto dei limiti stabiliti dal D.Lgs. 155/2010 per tale inquinante.

Natura transfrontaliera degli impatti

La lettura combinata dei contenuti di cui agli allegati IV bis e V della parte II del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., porta a considerare che la tipologia e le caratteristiche dell'impatto potenziale devono essere verificati anche tenendo conto dell'effetto sul territorio d'oltre confine.

⁴ BRA - Building Restricted Areas: aree poste a protezione dei sistemi di comunicazione, navigazione e radar



In particolare, si segnala che nell'Allegato A "Valutazione degli impatti sulla qualità dell'aria" al capitolo 4.6 si fa esplicito rimando alle figure 4.6a, 4.6b rappresentative della distribuzione spaziale nel dominio di calcolo delle ricadute al suolo di NO_x e alla figura 4.6c, rappresentativa della distribuzione spaziale nel dominio di calcolo delle ricadute al suolo di CO, con una netta interruzione delle rappresentazioni grafiche sul confine di Stato. Per effetto di tale rilievo, si chiede di allineare la valutazione degli impatti nel rispetto di quanto stabilito alla lett. c), punto 3, dell'allegato V alla parte II del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., estendendo le rappresentazioni grafiche anche ai territori confinanti contermini.

A partire dai risultati del modello di calcolo CALPUFF implementato secondo le impostazioni e lo scenario emissivo descritti in Allegato A allo Studio Preliminare Ambientale, sono state prodotte le Figure 4.2a, 4.2b e 4.2c in cui è riportata la distribuzione spaziale delle ricadute al suolo di NO_x (in termini di 99,8° percentile delle concentrazioni medie orarie e di media annua) e CO (in termini di massima concentrazione oraria) indotte dall'esercizio della Centrale nel dominio di calcolo, ivi incluso anche il territorio della confinante Repubblica di Slovenia.

Ricordando che, cautelativamente, è stato assunto che le emissioni di NO_x siano equivalenti a quelle dell'NO₂ e che si è considerato il funzionamento al massimo carico della Centrale per tutte le ore dell'anno, dall'analisi delle Figure 4.2a e 4.2b emerge che:

- il massimo valore del 99,8° percentile delle concentrazioni medie orarie di NO_x stimato nel dominio di calcolo è pari a 33,91 µg/m³ e si verifica in direzione Sud Est, ad una distanza di circa 4,65 km dal confine della CTE, in territorio sloveno;
- il valore massimo della concentrazione media annua di NO_x stimato nel dominio di calcolo è pari a 0,84 µg/m³ e si verifica in direzione Sud Ovest, ad una distanza di circa 95 m dal confine della CTE, in territorio italiano.

Dato che la Slovenia appartiene all'Unione Europea, si assume che i limiti di legge per la qualità dell'aria, nel suo territorio di competenza, siano gli stessi riportati nella Direttiva 2008/50/CE relativa alla qualità dell'aria ambiente e per un'aria più pulita in Europa, recepita nell'ordinamento giuridico italiano con il D.Lgs 155/2010.

Sommando alla concentrazione media annua di NO₂ (assunta come valore di fondo) registrata dalla stazione di monitoraggio della qualità dell'aria di Gorizia-Via Duca d'Aosta nell'anno 2016 (il più recente tra quelli disponibili del periodo analizzato), pari a 24 µg/m³, il massimo valore del 99,8° percentile delle concentrazioni medie orarie di NO_x stimato sul dominio di calcolo (33,91 µg/m³), si ottiene il valore di 57,91 µg/m³ che è ben al di sotto del limite di 200 µg/m³ fissato dal D. Lgs. 155/2010 e s.m.i. per la protezione della salute della popolazione.

Analogamente accade per la concentrazione media annua di NO₂, per la quale, sommando il massimo valore di NO_x rilevato sul dominio di calcolo (0,84 µg/m³) a quello della media annua di NO₂ registrato presso la stazione di Gorizia- Via Duca d'Aosta (24 µg/m³), si ottiene un totale di 24,84 µg/m³ che rispetta abbondantemente il limite fissato dal D.Lgs. 155/2010 e s.m.i. pari a 40 µg/m³.



La seguente tabella riassume i risultati sopra riportati, espressi in termini di concentrazione di NOx in corrispondenza dei punti di massima ricaduta, ottenuti nelle modellazioni di dispersione eseguite con il software CALPUFF.

Tabella 4.2a Riassunto dei risultati delle simulazioni di dispersione per gli NOx nei punti di massima ricaduta

Parametro di legge	Max contributo CTE	Valore di fondo ambientale ⁽¹⁾	Stato finale qualità dell'aria nel punto di massima ricaduta	Limite di legge
99,8° percentile concentrazioni medie orarie	33,91	24	57,91	200
Media annua	0,84		24,84	40

Note:

(1) Il valore di fondo di concentrazione si riferisce alla concentrazione media annua di NO₂ rilevato presso la centralina di Gorizia – Via Duca d'Aosta nell'anno 2016.

Relativamente al CO, nella Figura 4.2c è riportata la distribuzione spaziale nel dominio di calcolo delle ricadute al suolo indotte dall'esercizio della CTE in progetto, in termini di massima concentrazione oraria.

Dall'analisi di tale mappa emerge che il valore massimo della concentrazione oraria di CO stimato nel dominio di calcolo risulta pari a 0,11 mg/m³ e si verifica in direzione Sud Est, ad una distanza di circa 290 m dal confine della CTE, in territorio italiano.

Tale valore risulta irrilevante ai fini del rispetto del limite dettato dal D.Lgs. 155/2010 (10 mg/m³) per la protezione della salute della popolazione, riferito oltretutto alla media mobile su 8 ore (che, per definizione, è minore o uguale alla media oraria), dato che ne risulta inferiore di ben 2 ordini di grandezza.

Si ricorda che lo stato di qualità dell'aria per il CO nell'area è buono: la massima concentrazione giornaliera sulle 8 ore registrata dalla centralina di Gorizia - Via Duca d'Aosta, nel triennio analizzato (2014-2016), è pari a 2,38 mg/m³ (limite 10 mg/m³).

Il risultato sopra riportato mostra che, analogamente a quanto detto per l'inquinante NOx, le ricadute generate dalla CTE, in termini di massima concentrazione oraria di CO, risultano non significative ai fini della variazione dello stato attuale di qualità dell'aria.

Impatti del progetto sul quartiere di Sant'Andrea

Lo studio dell'impatto delle emissioni gassose dell'impianto non può trascurare una attenta valutazione della ricaduta degli inquinanti sul limitrofo quartiere di Sant'Andrea. Eseguita pertanto una preventiva ed accurata caratterizzazione della qualità dell'aria e della meteorologia dell'area di progetto, è necessario effettuare una elaborazione dei risultati sulla diffusione degli inquinanti focalizzandosi in particolare sul contesto territoriale residenziale di Sant'Andrea. |

Lo studio modellistico descritto in Allegato A allo SPA ha consentito di valutare gli impatti sulla qualità dell'aria all'interno di un dominio di calcolo di dimensioni 40 km x 40 km e risoluzione di 250 m centrato sul sito di progetto e comprendente pertanto anche il limitrofo quartiere Sant'Andrea.

Le valutazioni condotte hanno evidenziato che, anche nei punti di massima ricaduta, che come visibile dalle Figure 4.2a, 4.2b e 4.2c allegate al presente documento si presentano in aree diverse dal quartiere Sant'Andrea, i contributi apportati dalla Centrale in progetto alle concentrazioni atmosferiche di NO₂ e CO sono trascurabili per tutti gli indici statistici di legge e lo stato finale di qualità dell'aria a valle della realizzazione del progetto rimarrà buono e sempre ampiamente al di sotto dei limiti stabiliti dal D.Lgs. 155/2010 per tali inquinanti (per dettagli si rimanda al §4.6 dell'Allegato A allo SPA).

Volendo tuttavia rispondere precisamente all'osservante, sono state individuate le ricadute massime per ciascuno dei due inquinanti simulati determinate dalle emissioni della Centrale in corrispondenza del limitrofo quartiere Sant'Andrea. I valori massimi così individuati, espressi in termini degli indici statistici di legge, sono riassunti nella seguente Tabella 4.2b.

Tabella 4.2b Ricadute massime di NOx e CO indotte dalla Centrale sul quartiere Sant'Andrea

	Max concentrazione media annua NOx (µg/m ³)	Max 99,8° percentile conc. orarie NOx (µg/m ³)	Max conc. oraria CO (mg/m ³)
Quartiere Sant'Andrea	0,17	10,20	0,084
Limite D.Lgs. 155/2010	40 (per NO₂)	200 (per NO₂)	10*

Note:

*Valore limite della massima concentrazione giornaliera su 8 ore.

Sommando alla concentrazione media annua di NO₂ (assunta come valore di fondo) registrata dalla stazione di monitoraggio della qualità dell'aria di Gorizia-Via Duca d'Aosta nell'anno 2016 (il più recente tra quelli disponibili del periodo analizzato), pari a 24 µg/m³, il massimo valore del 99,8° percentile delle concentrazioni medie orarie di NOx stimato sul quartiere Sant'Andrea (10,20 µg/m³), si ottiene il valore di 34,20 µg/m³ che è ben al di sotto del limite di 200 µg/m³ fissato dal D. Lgs. 155/2010 e s.m.i. per la protezione della salute della popolazione.

Analogamente accade per la concentrazione media annua di NO₂, per la quale, sommando il massimo valore di NOx rilevato sul quartiere Sant'Andrea (0,17 µg/m³) a quello della media annua di NO₂ registrato presso la stazione di Gorizia-Via Duca d'Aosta (24 µg/m³), si ottiene un totale di 24,17 µg/m³ che rispetta abbondantemente il limite fissato dal D.Lgs. 155/2010 e s.m.i. pari a 40 µg/m³.

Riguardo al CO, la massima concentrazione media oraria indotta sul quartiere Sant'Andrea, 0,084 mg/m³, è irrilevante ai fini del rispetto del limite dettato dal D.Lgs. 155/2010 (10 mg/m³) per



la protezione della salute della popolazione, riferito oltretutto alla media mobile su 8 ore (che, per definizione, è minore o uguale alla media oraria), dato che ne risulta inferiore di ben tre ordini di grandezza.

Si ricorda che lo stato di qualità dell'aria per il CO nell'area è buono: la massima concentrazione giornaliera sulle 8 ore registrata dalla centralina di Gorizia- Via Duca d'Aosta, nel triennio analizzato (2014-2016), è pari a 2,38 mg/m³ (limite 10 mg/m³).

Il risultato sopra riportato mostra che, analogamente a quanto detto per l'inquinante NOx, le ricadute generate dalla CTE sul quartiere Sant'Andrea, in termini di massima concentrazione oraria di CO, risultano non significative ai fini della variazione dello stato attuale di qualità dell'aria.

Cogenerazione

Lo Studio Preliminare ambientale non prende in esame le valutazioni in merito alla potenza termica della nuova centrale e nello specifico non sono trattate le modalità con cui tale potenza verrà gestita. In tal senso, è necessario che venga definita la forma di recupero e di utilizzo, al fine di evitare una dispersione con conseguenti modifiche al microclima, soprattutto in una zona che è prossima ad un importante ecosistema fluviale.

Come detto nel §3.10 TEI Energy si dichiara disponibile allo sviluppo di possibili sinergie con il territorio che permettano la cessione e il relativo sfruttamento di una parte o della totalità del calore prodotto dall'impianto, purché le necessità di tali utenze siano compatibili con le esigenze e la destinazione d'uso primaria dell'impianto, ovvero il servizio reso a Terna di bilanciamento della rete elettrica nazionale per la compensazione degli squilibri indotti dalle fonti rinnovabili.

Relativamente al microclima, studi effettuati in passato dalla scrivente su centrali che hanno ottenuto la compatibilità ambientale, i cui sistemi di raffreddamento (aerotermini) scaricavano in atmosfera una potenza termica maggiore di quella rilasciata dagli aerotermini della Centrale in progetto, hanno dimostrato che gli effetti sul microclima sono del tutto trascurabili.

Rumore

Dato atto della circostanziata valutazione di impatto ambientale redatta dal tecnico competente in acustica, si chiede che siano successivamente confermati i valori di emissione individuati nella relazione con un'ulteriore indagine fonometrica. Nell'eventualità di superamenti, dovrà essere redatto il piano di risanamento come previsto dalla normativa vigente.

A valle della messa in esercizio a regime della Centrale saranno eseguite misure fonometriche al confine di proprietà al fine di confermare i livelli di emissione sonora stimati.



4.3 Osservazioni dell'Associazione Legambiente Gorizia

Quadro programmatico

- Manca un'analisi della valenza energetica all'interno della politica energetica regionale: non si accenna al Piano Energetico Regionale.
- Manca una valutazione dell'impianto all'interno Strategia Energetica Nazionale versione di novembre 2017, che viene soltanto citata a pagina 6 dello studio.
- Il proponente pare non considerare che in Italia siamo in presenza di un esubero di capacità di generazione di migliaia di MWe, in particolare tramite centrali turbogas a ciclo combinato (CCGT).
- Dai dati di Tema SpA, nel 2016 la regione FVG è risultata autosufficiente in quanto a produzione energetica e la centrale turbogas di Torviscosa (800 MWe) è attualmente in grado di produrre ancora di più, almeno in molti periodi del giorno e dell'anno.

Di seguito si presenta un'analisi del Piano Energetico Regionale della Regione Autonoma Friuli Venezia Giulia, approvato in data 22 dicembre 2015 con Deliberazione di Giunta Regionale n. 2564, richiamando in primo luogo i contenuti del Piano e successivamente i rapporti del progetto proposto da TEI Energy con le disposizioni del Piano stesso.

Il PER si compone di una prima sezione in cui viene effettuata un'accurata indagine e analisi delle principali normative giuridiche comunitarie, nazionali e regionali; successivamente riporta un'analisi del sistema energetico regionale 'attuale', dove i dati presentati sono quelli del bilancio energetico più recente predisposto da ENEA, che tuttavia risalgono al 2008. Il quadro conoscitivo è comunque implementato anche con dati riferiti al 2012 e una stima al 2015, pertanto lo scenario considerato risulta non propriamente riferibile alla situazione attuale anno 2018. Il PER riporta quindi una ricognizione degli impianti e infrastrutture energetiche (reti elettriche di trasmissione e distribuzione) presenti e tra queste è annoverata la Centrale termoelettrica Elettrogroizia precedentemente presente nel sito di progetto e oggi dismessa.

Gli approfondimenti proseguono sul tema delle emissioni inquinanti e climalteranti, sui gas climalteranti, sui vettori energetici in ambito domestico ovvero "fuori rete" come legna, gasolio e GPL e una analisi del parco veicolare circolante della Regione, con i relativi fattori di emissione e su come ridurre o contenere le emissioni degli inquinanti da traffico veicolare.

Il PER passa quindi all'esame di vari scenari energetici di riferimento, definiti come possibili evoluzioni di un sistema complesso, quale l'evoluzione socio economica e ambientale di un territorio; il futuro che prospettano è solo uno dei possibili, che si realizzerà solo se le azioni intraprese saranno conformi al Piano da cui derivano.

Il PER prosegue valutando lo stato di raggiungimento dell'obiettivo del Burden Sharing (obiettivo della direttiva 2009/28/CE recepito a livello nazionale con il DM 15.03.12), relativamente alla percentuale di consumo energetico garantita da fonti rinnovabili per il 2020 della Regione. Tale obiettivo è pari al raggiungimento di una percentuale regionale di consumo da fonti rinnovabili del 12,7% al 2020 e già con lo scenario baseline, ovvero in assenza di azioni di Piano, l'obiettivo del Burden Sharing sembrerebbe raggiunto.

Il PER si compone poi di una specifica sezione in cui sono delineate le Misure di Piano, legate alla Strategia Energetica Regionale, incentrata sui seguenti quattro obiettivi principali (che sono gli stessi a cui tendono sia la Strategia europea 2020 sia la Strategia europea 2030):

- raggiungere e superare gli obiettivi ambientali definiti dal Pacchetto europeo Clima-Energia 2020 (anche detta Strategia europea 20 20 20). Tutte le scelte di politica energetica mireranno a migliorare gli standard ambientali e di decarbonizzazione;
- favorire la crescita economica sostenibile attraverso lo sviluppo del settore energetico. Lo sviluppo della filiera industriale dell'energia può e deve essere un obiettivo in sé della strategia energetica, considerando le opportunità, anche internazionali, che si presenteranno in un settore in continua crescita;
- ridurre significativamente il costo dell'energia per i consumatori e le imprese, con un allineamento ai prezzi e costi dell'energia europei;
- migliorare la sicurezza di approvvigionamento soprattutto nel settore elettricità e gas, riducendo la dipendenza dall'estero. È necessario migliorare soprattutto la capacità di risposta a eventi critici e ridurre il livello di importazioni di energia.

Tra i punti chiave della visione del PER vi è quello della riqualificazione energetica, da perseguirsi con azioni di efficientamento e ottimizzazione; per tale motivo tra gli obiettivi di Piano vi sono quello di favorire l'installazione di nuovi impianti tecnologicamente avanzati e di favorire la realizzazione di nuovi impianti con le migliori e più innovative tecnologie e con metodologie gestionali caratterizzate da bassi consumi, alti rendimenti e ridotti impatti ambientali.

Sono poi presentate alcune Schede di dettaglio che declinano le diverse Misure del PER: tra queste, la Scheda 5, che riguarda la misura relativa a favorire la rimodulazione del funzionamento delle Centrali termoelettriche tradizionali, prevede esplicitamente lo sviluppo di centrali con motore a combustione interna, caratterizzate da una nuova modalità di funzionamento a esercizio flessibile, ovvero che risponde a variazioni nelle richieste di carico del sistema elettrico, finalizzate a ridurre i tempi di avviamento/fermata, garantire una elevata affidabilità di avviamento, fornire adeguati servizi di rete.

In sintesi, nonostante al momento della pubblicazione del PER non fosse ancora stata pubblicata la SEN 2017 e nonostante lo scenario considerato nel Piano come 'attuale' e preso a riferimento per delineare gli obiettivi di sviluppo energetico si riferisca a un periodo storico ormai superato (il mercato energetico ha infatti visto un profondo mutamento dal 2008 ad oggi), è evidente come il PER 2015 anticipi, di fatto, gli obiettivi della Strategia Energetica Nazionale e comunitaria al 2030, ravvisando la necessità di installare impianti di produzione di energia diversi rispetto alle centrali termoelettriche tradizionali, caratterizzati da maggiore efficienza, modulabilità e altissima flessibilità.

La Centrale proposta da TEI Energy risulta pertanto pienamente **coerente con il quadro di sviluppo energetico previsto dal PER esaminato.**



Inoltre, con riferimento alla SEN 2017, come esposto al §3.1, la nuova Centrale risponde alla futura crescente esigenza, dichiarata esplicitamente in tale documento, di dotare il parco termoelettrico nazionale di un **sufficiente livello di riserva di potenza in grado di sopperire tempestivamente ai fabbisogni del sistema elettrico nelle emergenze correlate a eventi atmosferici e climatici estremi o a scompensi tra produzione e consumo di energia elettrica determinati dal crescente peso specifico della generazione da fonti rinnovabili non programmabili.**

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

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

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

L'impianto in progetto è stato proprio concepito per rispondere all'esigenza del gestore della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale (RTN) di installare in maniera diffusa sul territorio nazionale, impianti di produzione di energia elettrica ad elevata flessibilità di funzionamento, capaci di andare a regime **in pochi minuti**, per compensare la produzione elettrica discontinua, fluttuante e non programmabile degli impianti a fonte rinnovabile, che nasce per aumentare l'affidabilità e la sicurezza della fornitura di energia elettrica al Sistema Paese che, ad oggi, proprio per la produzione consistente di energia elettrica da fonti rinnovabili, pari come detto sopra a circa il 33% (dato riferito all'anno 2015 e pari ad un'energia elettrica di ca. 110 TWh) dei consumi lordi nazionali, presenta un rischio oggettivo di black out.

Il progetto di TEI Energy pertanto **risulta coerente anche con il quadro di sviluppo energetico delineato dalla SEN 2017 e consentirà sia di rendere più sicura la RTN sia di sviluppare ulteriormente la produzione elettrica da fonti rinnovabili al 2030 fino al 55% dei consumi lordi nazionali** (mantenendo inalterati i consumi elettrici del 2015 corrisponde ad una produzione elettrica di ca. 180 TWh ovvero ad un aumento di produzione elettrica da FER rispetto al 2015 di 70 TWh).



La rilevanza ed urgenza nell'installazione di impianti come quello proposto sono testimoniati dal fatto che il sistema nazionale si presenta già oggi strutturalmente in deficit, come dimostrato dalle richieste di Terna avvenute nel corso del 2017 di chiamare in produzione centrali spente e in fermata prolungata e che per i prossimi anni (2018-2030), secondo il Piano di sviluppo Terna 2017, è prevista la chiusura di altri impianti termoelettrici "tradizionali" per ulteriori 12 GW di potenza.

Ciò evidenzia ulteriormente ed inequivocabilmente come già nel breve ed, a maggior ragione, nel medio e lungo termine saranno necessari impianti nuovi, efficienti, flessibili, modulabili, capaci di contribuire alla sicurezza del sistema elettrico come quello proposto da TEI Energy per Gorizia.

Si sottolinea infine che la Centrale di Torviscosa menzionata dall'osservante è un'installazione concepita per una produzione di base e non di integrazione e quindi per assolvere ad una funzione completamente diversa da quella della Centrale proposta da TEI Energy.

Valutazioni gestionali

- Sembra sottostimato l'autoconsumo di energia elettrica, che dovrebbe essere meglio esplicitato, a meno che, per ragioni economiche non si ricorra all'acquisto dalla rete di parte dell'energia necessaria.
- Pare irrealistica l'ipotesi di funzionamento per 8.760 h/anno di tutti i 4 generatori; non ci risulta che motori del genere possano funzionare continuamente per 24 h/g per 365 gg/anno. Il maggior pregio di questi generatori è la flessibilità e prontezza nel rispondere alle variazioni di carico; il che comporta, però, frequenti arresti e ripartenze e/o funzionamento a regime ridotto. Ne consegue una diminuzione di efficienza.
- Non pare che questa centrale abbia lo scopo di ridurre la produzione da parte della centrale a carbone di Monfalcone, che, attualmente, è economicamente competitiva.
- Per valutare l'effettiva possibilità della centrale di inserirsi nel mercato dell'energia mancano dati di costo di produzione del MWh.
- Mancano valutazioni sulla valenza economica (analisi costi-benefici), né ci sono cenni al numero di persone stabilmente occupate per il normale funzionamento né di quelle impiegate per le operazioni di manutenzione ordinaria e straordinaria.

L'autoconsumo di energia elettrica dichiarato è corretto.

La Centrale è progettata per funzionare continuamente per tutte le ore dell'anno, a meno delle fermate per manutenzione ordinaria e straordinaria. L'elevata modulabilità della Centrale (ciascun motore potrà essere esercitato in modo indipendente l'uno dall'altro) consentirà di massimizzare il rendimento elettrico complessivo della stessa, in funzione della domanda di energia da parte della RTN.

Le motivazioni per cui è stato sviluppato il progetto della Centrale sono state descritte nel §3.1: si rammenta che la Centrale in progetto opererà nell'ambito del "capacity market" ovvero andrà a far parte dei nuovi sistemi di generazione elettrica di cui dovrà dotarsi il Paese, caratterizzati da altissima flessibilità, modulabilità ed efficienza perché chiamati a garantire la continuità del servizio, in sicurezza ed economia, con modalità di esercizio non di base, ma di integrazione,



nelle ore dell'anno durante le quali la produzione da fonti rinnovabili non sarà in grado di soddisfare la domanda del sistema elettrico nazionale.

La Centrale di Monfalcone è un'installazione concepita per una produzione di base e non di integrazione e quindi per assolvere ad una funzione completamente diversa da quella della Centrale proposta da TEI Energy.

La necessità di Centrali della tipologia di quella in progetto è dettata, come ampiamente descritto nel §3.1 del presente documento, dalla Strategia Energetica Nazionale 2017 e confermato dal Piano Energetico Regionale del Friuli Venezia Giulia (si veda la risposta alla richiesta precedente). I benefici associati alla realizzazione di questo progetto sono quelli di rendere la rete di trasmissione nazionale più affidabile e contribuire allo sviluppo ulteriore delle fonti rinnovabili elettriche per raggiungere gli obiettivi riportati nella SEN 2017.

Con riferimento al personale impiegato in Centrale, si prevede l'occupazione di 7 addetti direttamente impiegati per la conduzione della stessa, cui si prevede possano aggiungersi ulteriori 5-10 persone nell'indotto.

Emissioni in aria

Premettiamo che lo studio prende in considerazione solo 3 anni di dati (2014-2016) ignorando le serie storiche pur presenti sul sito di ARPA con dati dall'anno 2005.

La combustione del metano pur essendo tra le più pulite, ha comunque l'inconveniente di produrre ossidi di azoto che sono precursori dell'ozono, e piccole quantità di polveri sottili non prese in esame dallo studio. Da questo punto di vista il rapporto preliminare pur citando il Piano regionale di risanamento della qualità dell'aria (PRMQA – agg. 2013¹) ignora che proprio per la zona di Gorizia essa risulta essere fra le zone più impattate rispetto all'NO₂.

E proprio rispetto l'O₃ si evidenziano sempre per la stessa area frequenti superamenti del valore obiettivo negli anni 2007-2013, mentre dal 2014 il dato strumentale è stato sostituito con quello derivato da valutazioni modellistiche di ARPA, che conferma attorno ai 60 giorni di superamento della soglia².

Rispetto alle polveri sottili (PM₁₀), queste sono citate nello studio ma non ne è stimata l'emissione, sicuramente presente come rilevato da diversi studi³. Il GN proprio per le caratteristiche della sua combustione genera anche emissioni di particolato molto fine (PM_{2.5}). In ogni caso anche se il valore limite PM₁₀ della media annuale (40 µg/m³) per la stazione di Gorizia (AOS) è rispettato, è pur vero che negli anni passati non di rado ci sono stati sforamenti rispetto al limite giornaliero dei 50 µg/m³, con relativa attivazione del PAC (sospensione del traffico, ecc). Si fa notare che anche il semplice potenziamento della centrale a metano preesistente sullo stesso sito aveva preso in considerazione l'emissioni di particolato⁴.

Va considerata inoltre la presenza di altre centrali termoelettriche attive nelle immediate vicinanze (olio vegetale da 37 MWe, una a gassificazione di pellet da 1 MWe, e altre minori), motivo per il quale riteniamo importante una valutazione del carico inquinante dell'intera area con gli effetti cumulativi.

Pare inoltre che il modello impiegato consideri le condizioni migliori ovvero di buona ventilazione, mentre non sono infrequenti condizioni di stagnazione dell'aria che portano ad un rapido incremento degli inquinanti. Riteniamo che questo vada aspetto vada approfondito.

La caratterizzazione dello stato ante operam della qualità dell'aria è stata effettuata riportando i dati monitorati in un intervallo temporale (pari a 3 anni) ritenuto rappresentativo ai fini della descrizione delle condizioni attuali della componente.



Nel periodo 2014-2016 esaminato la qualità dell'aria per NO₂, PM₁₀, PM_{2,5} e CO monitorata dalla stazione pubblica di Gorizia - Via Duca d'Aosta è buona, dato che sono abbondantemente rispettati tutti i limiti stabiliti dal D.Lgs. 155/2010 per la protezione della salute della popolazione.

Si sottolinea che il periodo analizzato comprende anche l'anno 2014 in cui era attiva, oltre alla Centrale Energia Pulita da 37 MWe alimentata a olio vegetale, anche la vecchia Centrale a ciclo combinato ELETTRGORIZIA da 57,3 MWe alimentata a gas naturale. Il buono stato di qualità dell'aria riscontrato nel 2014 si è mantenuto tale anche negli anni 2015 e 2016 ed i valori di concentrazione degli inquinanti monitorati sono tra loro paragonabili.

Con riferimento all'impatto cumulativo delle emissioni della Centrale in progetto e delle altre realtà elettrogena presenti nelle vicinanze si rimanda a quanto esposto nel §3.6.

Si sottolinea che lo studio descritto nel § 3.6 dimostra che il contributo alla qualità dell'aria per l'NO₂ (assimilato conservativamente all'NO_x, che costituisce l'emissione più rilevante ai fini ambientali, per la tipologia d'impianto in progetto) della Centrale TEI Energy in aggiunta agli altri impianti esistenti è non significativo sia per la media annua che per il 99,8° percentile delle concentrazioni medie orarie e lo stato finale di qualità dell'aria a valle della realizzazione del progetto rimarrà buono e sempre ampiamente al di sotto dei limiti stabiliti dal D.Lgs. 155/2010 per tale inquinante.

Relativamente all'O₃:

- essendo la Centrale di taglia medio piccola;
- presentando la Centrale ricadute di NO_x non significative ai fini della variazione della qualità dell'aria locale;
- essendo in essa adottate le migliori tecnologie previste dalle conclusioni sulle BAT per il contenimento delle emissioni di NO_x, che garantiscono livelli di emissione di tale inquinante che tendono o addirittura sono inferiori al limite inferiore dei BAT AEL indicati nelle Conclusioni delle BAT per i Grandi Impianti di Combustione,

si può affermare con ragionevole certezza che il contributo alle concentrazioni di O₃ nel dominio di calcolo – che comprende l'area di Gorizia – sia trascurabile.

Relativamente al PM₁₀ si sottolinea che i motori che verranno installati saranno alimentati a gas naturale: tale combustibile permette di avere concentrazioni non significative di polveri nei fumi emessi dalla Centrale. Per avvalorare l'affermazione precedente si sottolinea altresì che le Conclusioni sulle BAT per i Grandi Impianti di Combustione non stabiliscono nessun limite di emissione per tale inquinante per la tipologia di motore ed il tipo di combustibile previsti dal progetto.

Si precisa infine che il modello di dispersione CALPUFF-CALMET impiegato considera tutte le condizioni meteorologiche orarie presenti nell'anno rappresentativo analizzato e, quindi, anche le calme di vento.



Spreco termico

La centrale non è di tipo cogenerativo e tutto il calore generato, pari a oltre il 50% dell'energia immessa viene riversato nell'ambiente, in buona parte ad una temperatura di oltre 360°C (gas di scarico). Ci pare uno spreco di energia "nobile" quale quella del metano. In tempi di massima attenzione ai mutamenti climatici, non ci pare essere un elemento da non considerare (emissione di gas-serra, ecc.).

A Gorizia negli anni passati in occasione della realizzazione di altre centrali erano state discusse più volte ipotesi per la realizzazione di una rete di teleriscaldamento la quale avrebbe consentito di riutilizzare questo calore di risulta in maniera intelligente a vantaggio della collettività. In particolare lungo via del San Michele (che si diparte proprio in prossimità della CTE) vi sono numerose utenze pubbliche, fra cui il grande centro sportivo con le piscine comunali e il palazzetto dello sport, il quartiere fieristico, e anche l'ospedale civile. Crediamo che un ragionamento su questa ipotesi fra privato e pubblico (in questo caso Comune di Gorizia, fra i destinatari di questo documento) sia opportuno.

Come detto nel §3.10 TEI Energy si dichiara disponibile allo sviluppo di possibili sinergie con il territorio che permettano la cessione e il relativo sfruttamento di una parte o della totalità del calore prodotto dall'impianto, purché le necessità di tali utenze siano compatibili con le esigenze e la destinazione d'uso primaria dell'impianto, ovvero il servizio reso a Terna di bilanciamento della rete elettrica nazionale per la compensazione degli squilibri indotti dalle fonti rinnovabili.

Inoltre, come detto al §3.5 a cui si rimanda per dettagli, la realizzazione di questa tipologia di Centrali, oltre a rendere più sicura e affidabile la RTN, contribuirà allo sviluppo ulteriore delle fonti rinnovabili elettriche e, di conseguenza, contribuirà alla diminuzione delle emissioni di CO₂ della Nazione.

Inquinamento acustico

Si ritiene necessaria una valutazione rispetto alle abitazioni poste ad Est e Nord-Est poste a circa 500 metri dall'impianto.

Si veda quanto riportato in Appendice 2.

Screening di Incidenza Ambientale

Dal punto di vista procedurale si fa presente che in un contesto confinario comunitario, proprio in rispetto alle direttive europee (92/43/CEE, 79/409/CEE), le aree Natura 2000 da considerare sono anche quelle nel paese confinante essendo la Repubblica di Slovenia membro UE. Si fa riferimento a titolo d'esempio ai vicinissimi siti SI5000021 (~ 7 km), SI3000226 (~ 4 km)⁵.

Come riportato nello Screening di Incidenza Ambientale di cui all'Allegato B dello Studio Preliminare Ambientale agli atti, data la distanza tra la CTE in progetto e le aree Natura 2000 più prossime, le potenziali incidenze indotte dalla realizzazione e dall'esercizio della stessa CTE sulle aree Natura 2000 saranno esclusivamente di tipo indiretto.

Tra queste, l'unica componente ambientale potenzialmente coinvolta sarà la qualità dell'aria; infatti gli altri effetti indiretti sono da considerarsi, di fatto, nulli.



Pertanto, analogamente a quanto effettuato nello Screening di Incidenza Ambientale di cui all'Allegato B dello Studio Preliminare Ambientale, al fine di valutare le potenziali incidenze indotte sulle Aree Natura 2000 appartenenti al territorio della Repubblica di Slovenia, ed in particolare sui siti SI5000021 e SI3000226, oggetto della richiesta, così come sui siti SI5000023 ed SI30000276 sempre appartenenti al territorio sloveno ed ubicati in direzione Sud Est rispetto alla CTE ad una distanza di circa 4 km, sono stati considerati i risultati ottenuti dallo studio modellistico riportati in Allegato A allo Studio Preliminare Ambientale.

Dato che la Slovenia appartiene all'Unione Europea, si assume che i limiti di legge per la qualità dell'aria, nel suo territorio di competenza, siano gli stessi riportati nella Direttiva 2008/50/CE relativa alla qualità dell'aria ambiente e per un'aria più pulita in Europa, recepita nell'ordinamento giuridico italiano con il D.Lgs 155/2010.

Il limite imposto per la protezione della vegetazione e degli ecosistemi naturali, indicato nel D.Lgs. n. 155 del 13 agosto 2010 e s.m.i., riguarda NO_x ed SO₂ ed è pari a 30 µg/m³ e 20 µg/m³ come concentrazione media annua al suolo di NO_x ed SO₂ rispettivamente.

Si fa presente che l'emissione di SO₂ non viene presa in considerazione, in quanto la Centrale non presenta emissioni apprezzabili di questo composto, essendo alimentata esclusivamente con gas naturale, che viene depurato dai composti dello zolfo prima della sua immissione nella rete nazionale di trasporto.

Dalla stima delle ricadute al suolo (per i dettagli si rimanda alla Figura 4.2b allegata alla presente) si evidenzia che il valore massimo delle concentrazioni medie annue di NO_x attese al suolo all'interno delle aree Rete Natura 2000 considerate sarà di:

- SI3000226 "Dolina Vipave": 0,17 µg/m³;
- SI5000021 "Vipavski rob": 0,11 µg/m³;
- SI5000023 ed SI30000276 "Kras": 0,29 µg/m³.

Il valore massimo delle concentrazioni medie annue di NO_x all'interno delle aree protette considerate, dunque, sarà al massimo, di due ordini di grandezza inferiore al limite previsto per la vegetazione e gli ecosistemi naturali e quindi tale da non incidere significativamente sull'esistente stato di qualità dell'aria presente nelle aree protette.

In sintesi, lo stato di qualità dell'aria relativo agli NO_x non subirà alcun impatto significativo per effetto della realizzazione della Centrale proposta da TEI Energy.

Conseguentemente e in analogia alle aree Natura 2000 già considerate nello Screening di Incidenza Ambientale di cui all'Allegato B dello Studio Preliminare Ambientale agli atti è ragionevole escludere qualsiasi interferenza di tipo indiretto sulla componente atmosfera all'interno delle aree protette considerate, tale da generare impatti sulla componente biotica delle aree protette stesse.



4.4 Osservazioni del Comune di Savogna d'Isonzo

1. una verifica della completezza dello Studio preliminare presentato dal proponente ai sensi dell'Allegato IV-bis – Contenuti dello Studio Preliminare Ambientale di cui all'art. 19 T.U.A. (allegato introdotto dall'art. 22 d. lgs. 104/2017), in particolare laddove lo Studio preliminare non fa riferimento ad “altri progetti esistenti e/o approvati” localizzati nel medesimo contesto ambientale e territoriale (Impianti a biomasse solide, a biomasse oleose già in funzione, impianti a biomasse solide e impianto di trattamento rifiuti di alluminio autorizzati ma non ancora in funzione);

L'osservazione riprende quanto richiesto dalla Regione Autonoma Friuli Venezia Giulia nel §3.6, dai Sig.ri Alessandro Duca, Martina Luciani e altri nel §3.6 nel §4.1 e dal Comune di Gorizia nel §4.2: si rimanda perciò a tali paragrafi per dettagli in merito alla valutazione degli impatti cumulati sulla qualità dell'aria legati alle emissioni della Centrale in progetto e degli altri impianti elettrogeni presenti nelle sue vicinanze.

Si richiamano anche in questa risposta le conclusioni delle valutazioni compiute che mostrano che il contributo alla qualità dell'aria per l'NO₂ della Centrale TEI Energy, in aggiunta agli altri impianti esistenti, è non significativo sia per la media annua che per il 99,8° percentile delle concentrazioni medie orarie e lo stato finale di qualità dell'aria a valle della realizzazione del progetto rimarrà buono e sempre ampiamente al di sotto dei limiti stabiliti dal D.Lgs. 155/2010 per tale inquinante.

2. che, in ogni caso, il progetto sia sottoposto a V.I.A. e V.A.S.. ed alla verifica di tutti gli aspetti inerenti la compatibilità paesaggistica dell'intervento rispetto le aree di tutela paesaggistica limitrofe al sito in questione (fiume Isonzo – A.R.I.A.)

Come confermato dagli approfondimenti riportati nel §4.1 del presente documento, il progetto proposto non interessa alcuna area soggetta a vincolo paesaggistico ai sensi del D.Lgs. 42/04 e s.m.i..

Le opportune valutazioni riguardanti le potenziali interazioni tra il progetto proposto e la componente Paesaggio sono state effettuate nel §4.9 dello Studio Preliminare, cui si rimanda per dettagli: in tale ambito è stata effettuata una caratterizzazione dello stato attuale della componente, determinata la “sensibilità paesaggistica” dell'area di studio, valutati gli impatti indotti dal progetto, sia per la fase di cantiere che per la fase di esercizio, considerando l'incidenza morfologica e tipologica, visiva e simbolica delle opere proposte; in particolare il grado di impatto paesaggistico dell'opera è stato determinato come prodotto del confronto (sintetico e qualitativo) tra il valore della Sensibilità Paesaggistica e l'Incidenza Paesaggistica complessiva del progetto in esame.

Le valutazioni condotte nello Studio Preliminare evidenziano un impatto paesaggistico del progetto di valore praticamente nullo, considerando il fatto che i nuovi interventi non apporteranno



alcuna modifica alla connotazione dell'area industriale in cui andranno ad inserirsi, che rappresenta un complesso produttivo esteso e consolidato del territorio comunale di Gorizia.

3. di valutare attentamente il rispetto dei limiti imposti dalla legge per quanto riguarda le emissioni rumorose (il Comune di Savogna d'Isonzo è dotato del Piano di Zonizzazione Acustica) e vengano adottate tutte le soluzioni tecniche per il contenimento delle emissioni rumorose.

Si veda quanto riportato in Appendice 2.

4.5 Osservazioni dell'Associazione Forum Gorizia

Le osservazioni in oggetto sono le stesse formulate dai Sig.ri Alessandro Duca, Martina Luciani e altri in data 05/02/2018 - DVA-2018-0002814 del 05/02/2018; pertanto si rimanda al precedente §4.1 per le relative controdeduzioni.

4.6 Osservazioni del Sig. Curci Fabio + altri

Le osservazioni in oggetto sono le stesse formulate dai Sig.ri Alessandro Duca, Martina Luciani e altri in data 05/02/2018 - DVA-2018-0002814 del 05/02/2018; pertanto si rimanda al precedente §4.1 per le relative controdeduzioni.