

AVVISO AL PUBBLICO



Fiume Santo S.p.A.

PRESENTAZIONE DELL'ISTANZA PER L'AVVIO DEL PROCEDIMENTO DI VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE

La Società Fiume Santo S.p.A. con sede legale in Fiume Santo, località Cabu Aspru - 07100 Sassari (SS) comunica di aver presentato in data 23 dicembre 2021 al Ministero della transizione ecologica ai sensi dell'art.23 del D.Lgs.152/2006, istanza per l'avvio del procedimento di Valutazione di Impatto Ambientale del progetto "Centrale di Fiume Santo: installazione di un impianto a gas a ciclo combinato in sostituzione della generazione elettrica a carbone" compreso nella tipologia elencata nell'Allegato II alla Parte Seconda del D.Lgs. 152/2006 al punto 18 denominata "ogni modifica o estensione dei progetti elencati nel presente allegato, ove la modifica o l'estensione di per sé sono conformi agli eventuali limiti stabiliti nel presente allegato".

e

tra quelli ricompresi nel Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), nella tipologia elencata nell'Allegato I-bis alla Parte Seconda del D.Lgs.152/2006, al punto 1.1.1 denominata "1. Dimensione della decarbonizzazione.

1.1 Infrastrutture per il phase out della generazione elettrica alimentata a carbone.

1.1.1 Riconversione e/o dismissione delle centrali alimentate a carbone"

ed anche nella tipologia elencata nell'Allegato II oppure nell'Allegato II-bis, sopra dichiarata.

Il progetto risponde all'esigenza fondamentale rilevata dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) di realizzare in Sardegna nuova capacità di generazione programmabile per consentire il phase-out dei gruppi di generazione a carbone in condizioni di sicurezza della rete e di adeguatezza nella gestione dell'approvvigionamento di energia elettrica nell'isola.

Il PNIEC stabilisce che l'obiettivo del phase-out dal carbone possa essere raggiunto "sempreché siano per tempo realizzati gli impianti sostitutivi e le necessarie infrastrutture".

In particolare per la Sardegna, il PNIEC stabilisce che il phase-out del carbone potrà essere realizzato al verificarsi di specifiche condizioni, tra cui la realizzazione di nuova capacità di generazione programmabile (a gas o accumuli) localizzata nell'isola.

La tipologia di procedura autorizzativa necessaria ai fini della realizzazione del progetto è il Procedimento per il rilascio dell'Autorizzazione Unica, ai sensi del D.L. n. 7/2002 convertito con modificazioni dalla L. n. 55/2002 e ss.mm.ii. e l'Autorità competente al rilascio è il Ministero della Transizione Ecologica - Dipartimento per l'Energia Ex Direzione Generale Infrastrutture e Sicurezza Sistemi Energetici e Geominerari Divisione V – Regolamentazione infrastrutture energetiche.

La Centrale Termoelettrica esistente di Fiume Santo, all'interno della quale verrà realizzato il progetto proposto, è ubicata in Regione Sardegna, località Cabu Aspru - 07100 Sassari (SS), rappresenta una delle più importanti realtà produttive della Sardegna nord-occidentale, è tra gli impianti essenziali per la stabilità della rete nazionale ed è stata autorizzata all'esercizio dal Ministero dell'Ambiente e detta Tutela del Territorio e del Mare con Autorizzazione Integrata Ambientale DVA-DEC-2010-0000207 del 26.04.2010, successivi aggiornamenti AIA per modifiche non sostanziali e, da ultimo, con Decreto di Riesame AIA n. 85 del 22.04.2020.

Nella configurazione autorizzata, la Centrale è costituita da 2 gruppi, alimentati a carbone, per una potenza elettrica lorda complessiva di 640 MWe. Le potenze dei gruppi a vapore e gli anni di entrata in servizio degli stessi sono, rispettivamente:

- Gruppo 3 da 320 MWe – in esercizio dal 1992;
- Gruppo 4 da 320 MWe – in esercizio dal 1993.

Nella Centrale esistente è anche autorizzata la co-combustione di biomassa con il carbone fino ad un massimo del 5% in termini di potenza termica.

Il progetto “Centrale di Fiume Santo: installazione di un impianto a gas a ciclo combinato in sostituzione della generazione elettrica a carbone” prevede in sintesi:

- *la realizzazione di due gruppi a ciclo combinato (denominati CC1 e CC2), ciascuno configurato con 3 turbogas, 3 generatori di vapore a recupero ed 1 turbina a vapore, alimentati a gas naturale, aventi ciascuno al carico nominale (rif. condizioni ISO Temperatura 15°C, pressione ambiente 101.325 Pa, Umidità relativa 60%) una potenza termica di combustione di circa 509 MWt e una potenza elettrica lorda di circa 278,7 MWe (in ciclo combinato). Oltre che in ciclo combinato (CCGT), i turbogas dei due gruppi a ciclo combinato potranno essere eserciti anche in ciclo semplice (OCGT) secondo le esigenze di mercato.*
- *la messa fuori servizio degli attuali due gruppi GR3 e GR4 alimentati a carbone.*

Il nuovo ciclo combinato sarà quindi installato in un sito già oggi di tipo produttivo, parte integrante della Centrale esistente.

Il progetto sarà realizzato in più fasi, durante le quali sarà comunque necessario garantire la produzione di energia elettrica da parte della Centrale per svolgere il proprio servizio di essenzialità nel sistema energetico regionale e nazionale:

- *Fase 1:*
 - *Realizzazione del gruppo a ciclo combinato CC1 (potenza elettrica lorda di circa 278,7 MWe in ciclo combinato; potenza termica di combustione di circa 509 MWt) configurato con 3 turbogas, 3 generatori di vapore a recupero e 1 turbina a vapore;*
 - *Esercizio contemporaneo dello stesso gruppo CC1 con una delle unità a carbone esistenti (l'altra unità a carbone sarà messa in riserva fredda, cioè chiamata a produrre energia da immettere in rete solo in caso di fermata programmata o accidentale di una delle altre unità di produzione in esercizio);*
 - *Possibilità di esercire i turbogas del nuovo gruppo CC1 anche in ciclo semplice (o ciclo aperto o OCGT) secondo le esigenze di mercato;*
- *Fase 2:*
 - *Realizzazione del gruppo a ciclo combinato CC2 (potenza elettrica lorda di circa 278,7 MWe in ciclo combinato; potenza termica di combustione di circa 509 MWt) configurato con 3 turbogas, 3 generatori di vapore a recupero e 1 turbina a vapore;*
 - *Esercizio contemporaneo dei due gruppi a ciclo combinato CC1 + CC2 con una delle unità a carbone esistenti (l'altra unità a carbone sarà in riserva fredda, cioè chiamata a produrre energia da immettere in rete solo in caso di fermata programmata o accidentale di una delle altre unità di produzione in esercizio);*
 - *Possibilità di esercire i turbogas dei nuovi gruppi CC1 e CC2 anche in ciclo semplice (o ciclo aperto o OCGT) secondo le esigenze di mercato;*
- *Fase 3:*
 - *Esercizio dei gruppi a ciclo combinato CC1 e CC2 e messa fuori esercizio di entrambe le unità a carbone esistenti;*
 - *Possibilità di esercire i turbogas dei nuovi gruppi CC1 e CC2 anche in ciclo semplice (o ciclo aperto o OCGT) secondo le esigenze di mercato.*

Il progetto inoltre prevede la realizzazione del nuovo gasdotto denominato "Allacciamento EP Porto Torres", DN 400 (16") DP 75 bar, di lunghezza circa 2,8 km che interesserà i territori comunali di Porto Torres e Sassari, in provincia di Sassari. Il nuovo gasdotto si svilupperà a partire dall'area trappola (stazione di lancio e ricevimento pig) da realizzare in Comune di Porto Torres da parte di SNAM (non oggetto del presente progetto) fino ad arrivare al Punto di Intercettazione con Discaggio di Allacciamento (P.I.D.A.), limitrofo al confine della CTE di Fiume Santo, che rappresenta il punto di consegna del gas e costituisce parte integrante del presente progetto.

Il collegamento elettrico dei nuovi gruppi alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) avverrà attraverso la realizzazione di due elettrodotti interrati AT 380 kV che conetteranno la sottostazione AT utente con l'esistente stazione elettrica AT a 380 kV di Terna, confinante con il sito di Centrale. La sottostazione utente ed i nuovi elettrodotti interesseranno esclusivamente aree interne al sito di Centrale.

Il nuovo Impianto, sia in funzionamento OCGT che OCGT, sarà allineato alle conclusioni sulle BAT per i Grandi Impianti di Combustione.

Il progetto proposto consentirà di:

- *convertire la Centrale termoelettrica autorizzata alla combustione di carbone in una alimentata a gas naturale (che rappresenta il combustibile fossile più "pulito") avente una minor potenza termica di combustione (1.018 MWt contro gli attuali 1.600 MWt dei gruppi a carbone);*
- *ottenere un miglioramento sostanziale dell'efficienza energetica della CTE, raggiungendo un rendimento elettrico netto del 53,1% del ciclo combinato (37,1% del ciclo semplice), rispetto all'attuale 36%;*
- *continuare ad assicurare la funzione fondamentale che la Centrale riveste per la sicurezza e l'adeguatezza del sistema energetico regionale e nazionale dopo l'eliminazione graduale (phase-out) dei gruppi a carbone;*
- *conseguire una significativa riduzione delle emissioni massicche di Ossidi di Azoto (NOx), ridurre praticamente a zero le emissioni di SO2 e polveri e ridurre a zero le emissioni di inquinanti tipici della combustione del carbone quali metalli, IPA, HCl, HF, PCDD/F e PCB;*
- *ridurre le emissioni di CO2, grazie alla maggiore efficienza e alla diminuzione della potenza termica installata.*

Le attività di cantiere per la realizzazione delle nuove opere e l'esercizio della Centrale nella configurazione di progetto non determinano impatti significativi su tutte le componenti ambientali. Inoltre il progetto consentirà di ridurre sensibilmente, rispetto allo scenario attuale autorizzato, le emissioni massicche annue della Centrale di NOx e di dimezzare nelle Fasi 1 e 2 e ridurre a valori trascurabili nella Fase 3 quelle di SOx e di Polveri.

Ai sensi dell'art.10, comma 3 del D.Lgs.152/2006 e s.m.i. il procedimento di Valutazione di Impatto Ambientale comprende la valutazione di incidenza di cui all'articolo 5 del D.P.R. 357/1997 in quanto, sebbene il progetto non ricada neppure parzialmente all'interno di siti della Rete Natura 2000, entro 5 km di distanza sono presenti le seguenti aree appartenenti alla Rete Natura 2000:

- *ZSC ITB010002 "Stagno di Pilo e di Casaraccio", ubicata ad una distanza minima di circa 1,1 km in direzione ovest rispetto al progetto in esame;*
- *ZPS ITB013012 "Stagno di Pilo, Casaraccio e Saline di Stintino", ubicata ad una distanza minima di circa 1,4 in direzione ovest rispetto al progetto in esame;*
- *SIC ITB013051 "Dall'Isola dell'Asinara all'Argentiera", ubicata ad una distanza minima di circa 2,4 km in direzione nord-ovest rispetto al progetto in esame.*

Il progetto non è soggetto a procedura di sicurezza per il controllo dei pericoli di incidenti rilevanti connessi con determinate sostanze pericolose di cui al D.Lgs.105/2015.

La documentazione è disponibile per la pubblica consultazione sul Portale delle Valutazioni e Autorizzazioni Ambientali VAS-VIA-AIA (www.va.minambiente.it) del Ministero della transizione ecologica.

Ai sensi dell'art.24 comma 3 del D.Lgs.152/2006 entro il termine di 30 (trenta) giorni dalla data di pubblicazione del presente avviso, chiunque abbia interesse può prendere visione del progetto e del relativo studio ambientale, presentare in forma scritta proprie osservazioni, anche fornendo nuovi o ulteriori elementi conoscitivi e valutativi, indirizzandoli al Ministero della transizione ecologica, Direzione Generale per la Crescita Sostenibile e la qualità dello Sviluppo, via C.Colombo 44, 00147 Roma; l'invio delle osservazioni può essere effettuato anche mediante posta elettronica certificata al seguente indirizzo: cress@pec.minambiente.it.

Il legale rappresentante
ing. Luca Giovanni Alippi
(documento informatico firmato digitalmente
ai sensi dell'art. 24 D.Lgs. 82/2005 e ss.mm.ii)¹

¹ Applicare la firma digitale in formato PAdES (PDF Advanced Electronic Signatures) su file PDF.