

Ravenna - Nuovo Ciclo Combinato ad alta efficienza in sostituzione dei due esistenti

Ravenna

INTRODUZIONE

Marco Guccia

CS-FS	01	02/10/2024	Emesso per Enti	Erm	C.Belloni	C.Lozio		
Stato di validità	Numero revisione	Data	Descrizione	Preparato da	Verificato da	Approvato da	Contractor Approvato da	Company Approvato da
Indice di revisione								
Logo Company e ragione sociale  power Enipower S.p.A.				LCI Activity Code: IT-2024-0104 Project code: 000646		Identificativo documento Company: RA01NCFQY85491 Ordine di lavoro N.:5710921689 -		
Logo Contractor e ragione sociale  SAIPEM Saipem S.p.A.				Identificativo documento Contractor: 000 - ZA - E -85491. Contratto N.:				
Logo Vendor e ragione sociale  ERM				Identificativo documento Vendor: n.a. Ordine di acquisto N.:				
Facility & Sub Facility Ravenna – NC			Nome Progetto Ravenna - Nuovo Ciclo Combinato ad alta efficienza in sostituzione dei due esistenti		Scala N/A		Foglio / di 1 / 14	
Titolo Documento STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE (cap.1)						Supera il N.:		
						Superato dal N.:		
						Area d'impianto Isola 18	Unità d'impianto -	

Software: Microsoft Word

Nome file: Cap_01_Introduzione_01.docx

Company logo 	Contractor logo 	Vendor logo 	Stato di Validità CS-FS	Numero Revisione 01
Identificativo documento Company RA01NCFFQY85491	Identificativo documento Contractor 000 - ZA- E -85491	Identificativo documento Vendor n.a.	Foglio / di 2 / 14	

LISTA REVISIONI

05/08/2024	0A - Emesso per commenti
09/08/2024	0B – Emesso Per approvazione
19/09/2024	00 – Emesso per Enti
02/10/2024	01 – Emissione finale per Enti

IN ATTESA DI FINALIZZAZIONE

<p>Company logo</p> 	<p>Contractor logo</p> 	<p>Vendor logo</p> 	<p>Stato di Validità</p>	<p>Numero Revisione</p>
			CS-FS	01
<p>Identificativo documento Company</p>	<p>Identificativo documento Contractor</p>	<p>Identificativo documento Vendor</p>	<p>Foglio / di 3 / 14</p>	
RA01NCFFQY85491	000 - ZA- E -85491	n.a.		

Indice

1. INTRODUZIONE.....	4
1.1. PROFILO DEL PROPONENTE.....	5
1.2. UBICAZIONE DELL'OPERA	6
1.3. MOTIVAZIONE DEL PROGETTO	8
1.4. QUADRO DI RIFERIMENTO MACRO-ECONOMICO.....	10
1.5. SCOPO E STRUTTURA DELLO STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE	13

INDICE DELLE FIGURE

Figura 1.1 – Inquadramento Territoriale del Sito Multisocietario di Ravenna e ubicazione dell'Area di Intervento	7
--	---

Company logo 	Contractor logo 	Vendor logo 	Stato di Validità CS-FS	Numero Revisione 01
Identificativo documento Company RA01NCFFQY85491	Identificativo documento Contractor 000 - ZA- E -85491	Identificativo documento Vendor n.a.	Foglio / di 4 / 14	

1. INTRODUZIONE

Il presente Studio di Impatto Ambientale (SIA) riguarda il Progetto “Nuovo Ciclo Combinato ad alta efficienza in sostituzione dei due esistenti” previsto per la Centrale di proprietà di EniPower S.p.A., localizzata nel sito multi-societario di Ravenna (RA).

Il progetto consiste nella realizzazione di un ciclo combinato dotato di turbina a gas di ultima generazione (ad alta efficienza), allineato alle migliori prestazioni tecnologiche e ambientali, in sostituzione dei due cicli combinati esistenti CC1 e CC2, che sarà installato nell'isola 18 del Sito multisocietario.

L'intervento comporterà anche l'installazione di un nuovo fabbricato per la nuova sottostazione elettrica in isola 19 e di generatori di vapore elettrici in isola 5.

Il Progetto in esame ricade nell'elenco di cui all'Allegato II alla parte Seconda del D.Lgs. 152/06, comma 18) “Ogni modifica o estensione dei progetti elencati nel presente allegato (nello specifico quelli al comma 2. Centrali termiche ed altri impianti di combustione con potenza termica di almeno 300 MW), ove la modifica o l'estensione di per sé sono conformi agli eventuali limiti stabiliti nel presente allegato”, pertanto risulta soggetto a procedura di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) di competenza nazionale. L'impianto, che ricade in procedura autorizzativa di competenza statale, risulta assoggettato a procedura di VIA ai sensi del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. Parte II, Allegato II, comma 2 “Centrali termiche ed altri impianti di combustione con potenza termica di almeno 300 MW” e, successivamente, ad Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) ai sensi del D. Lgs 152/06 e s.m.i. Parte II, Allegato XII, comma 2 “Centrali termiche ed altri impianti di combustione con potenza termica di almeno 300 MW”.

In base al Decreto-legge 7 febbraio 2002, n. 7, concernente misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale, convertito con modificazioni dalla Legge 9 aprile 2002, n. 55 e ss.mm.ii., e, in particolare, l'art. 1, gli impianti di energia elettrica di potenza superiore a 300 MW termici, nonché i relativi interventi di modifica, sono dichiarati opere di pubblica utilità e risultano soggetti ad autorizzazione unica che sostituisce autorizzazioni, concessioni e atti di assenso comunque denominati, previsti dalle norme vigenti; il Progetto in esame è pertanto soggetto anche a procedimento di Autorizzazione Unica e l'esito positivo della valutazione ambientale di cui al presente Studio costituisce parte integrante e condizione necessaria per la relativa conclusione.

Lo Studio è stato predisposto ai sensi del D.lgs. 152/2006, come modificato dai successivi decreti e leggi, in particolare il D.lgs. n. 104 del 16/06/2017, ed in conformità con le “Norme Tecniche per la redazione degli Studi di Impatto Ambientale” emanate dal “Sistema Nazionale Protezione Ambiente” (SNPA) nell'Aprile 2020.

Nel presente Studio, dall'analisi combinata dello stato di fatto delle componenti ambientali e socio-economiche e delle caratteristiche progettuali sono stati identificati e valutati gli impatti che la realizzazione, l'esercizio e la messa fuori servizio dell'impianto possono avere sul territorio circostante ed in particolare la loro influenza sulle diverse componenti ambientali.

Tale analisi è stata condotta principalmente sulla base della conoscenza del territorio e dei suoi caratteri ambientali, consentendo di individuare le principali relazioni tra tipologia dell'opera e caratteristiche ambientali. Obiettivo del presente Studio di Impatto Ambientale è dunque l'individuazione delle matrici ambientali, socio-economiche e socio-sanitarie, quali i fattori antropici, naturalistici, climatici, paesaggistici e culturali su cui insiste il progetto e l'analisi del rapporto delle attività previste con le matrici stesse.

<p>Company logo</p> 	<p>Contractor logo</p> 	<p>Vendor logo</p> 	<p>Stato di Validità</p>	<p>Numero Revisione</p>
			CS-FS	01
<p>Identificativo documento Company</p>	<p>Identificativo documento Contractor</p>	<p>Identificativo documento Vendor</p>	<p>Foglio / di 5 / 14</p>	
RA01NCFFQY85491	000 - ZA- E -85491	n.a.		

1.1. Profilo del proponente

Enipower S.p.A. è una società controllata da Eni ed opera nel settore della produzione di energia elettrica e termica, con sede legale a San Donato Milanese in Piazza Vanoni 1. Enipower è stata costituita nel novembre 1999.

Ad essa sono state conferite da EniChem S.p.A. e da Agip Petroli S.p.A. centrali elettriche convenzionali (potenza installata di circa 1.000 MW). La società ha, nel corso degli anni, completato un piano di investimenti che ha portato alla graduale sostituzione degli impianti originariamente conferiti con moderni cicli combinati, alimentati a gas naturale, che garantiscono standard elevati per la sicurezza e la salute delle risorse umane impiegate e per la salvaguardia dell'ambiente.

Dal 1° gennaio 2007, Enipower opera sulla base di un contratto di Conto Lavorazione (tolling) stipulato con Eni S.p.A., contratto in base al quale la società genera energia elettrica e vapore che Eni commercializza sul mercato.

Nel gennaio 2010 Enipower ha acquistato da EniServizi S.p.A. la proprietà e la gestione della centrale di cogenerazione di Bolgiano e delle sue reti di distribuzione.

Oggi Enipower, direttamente o attraverso le sue partecipate "Società Enipower Ferrara" (SEF) ed "Enipower Mantova", è proprietaria delle centrali termoelettriche ubicate a Brindisi, Ferrara, Mantova, Ravenna e a Ferrera Erbognone (Pavia) e di una centrale di cogenerazione a Bolgiano (San Donato Milanese), con una potenza complessiva in esercizio di circa 5,06 GW. Tale parco impianti pone la società tra i primi produttori nazionali di energia elettrica e al primo posto come produttore di vapore tecnologico.

La società Enipower è diventata proprietaria della Centrale termoelettrica (CTE) di Ravenna nel Luglio 2000.

Lo stabilimento Enipower di Ravenna, con le proprie produzioni, copre parte dei consumi elettrici nazionali nonché i fabbisogni energetici del cosiddetto sito chimico multisocietario di Ravenna, in cui la Centrale stessa è inserita. Tale insediamento produttivo, comprensivo della centrale termoelettrica (CTE) al suo servizio, risale alla fine degli anni '50.

A seguito dell'acquisizione della CTE, Enipower ha realizzato alla fine del 2004 un progetto di repowering con l'avviamento dei nuovi gruppi di produzione a ciclo combinato cogenerativo denominati CC1 e CC2.

Nell'ambito dell'ammmodernamento della CTE, Enipower ha recentemente completato la sostituzione della caldaia convenzionale B-400 con una nuova caldaia B-600 di taglia ottimizzata, ed ha sostituito il ciclo combinato turbogas TG-501 con due nuove turbine a gas in ciclo semplice, alimentate a gas naturale (c.d. Peakers), aventi lo scopo di contribuire alla sicurezza e stabilità della rete di trasmissione nazionale (RTN), potendo rendere disponibile al sistema elettrico una produzione flessibile e tempestiva. La caldaia B-600 ed i Peakers sono entrati in esercizio nel corso del 2024.

Company logo 	Contractor logo 	Vendor logo 	Stato di Validità	Numero Revisione
			CS-FS	01
Identificativo documento Company	Identificativo documento Contractor	Identificativo documento Vendor	Foglio / di 6 / 14	
RA01NCFFQY85491	000 - ZA- E -85491	n.a.		

1.2. Ubicazione dell'opera

La Centrale termoelettrica di Enipower è situata all'interno del sito multi-societario nell'Area Industriale di Ravenna, localizzata nello specifico in via Baiona, a circa 5 km di distanza dalla città.

Il Sito produttivo multi-societario, ovvero l'ex petrolchimico Enichem, è caratterizzato dalla presenza di imprese produttive con processi e servizi eterogenei, principalmente nell'ambito della chimica e della petrolchimica, oltre a servizi di produzione energia e trattamento rifiuti. Il sito multi-societario si estende su un'area di circa 270 ettari, classificata come esclusivamente industriale, ubicata lungo il canale Candiano, che collega Ravenna al Mar Adriatico.

Nello specifico, il sito multisocietario confina:

- ad Est con il Canale Candiano (lungo il cui asse si inseriscono numerose infrastrutture di carattere industriale e commerciale), che congiunge direttamente il Porto di Ravenna con il suo centro abitato;
- a Ovest con le linee ferroviarie industriali oltre le quali si sviluppano altre aree industriali e artigianali (Le Bassette);
- a Nord con aree portuali e industriali;
- a Sud con una vasta area verde all'interno della quale è ubicato un cimitero e oltre la quale si estendono alcune aree residenziali.

Le infrastrutture all'interno dell'area prevedono anche 55 km di rete ferroviaria e oltre 25 km di rete stradale interna, che consentono un'efficiente movimentazione sia all'interno sia all'esterno dell'area stessa. I trasporti navali sono consentiti dal Porto Canale, che si sviluppa per circa 11 km, collegando Ravenna al mare.

La rete ferroviaria è costituita dalle linee di collegamento di Ravenna con Bologna, Ferrara e Rimini. Lo scalo ferroviario di Ravenna è dotato di binari di carico, scarico e sosta e di nove raccordi esterni per le necessità di varie industrie. Le merci movimentate sono in prevalenza coils, prodotti chimici, fertilizzanti e cereali. I trasporti navali sono consentiti dal Porto Canale, che si sviluppa per circa 11 km, collegando Ravenna al mare: grazie al volume di merci movimentate, Ravenna si colloca al terzo posto su scala nazionale, dopo Genova e Venezia.

Per quanto riguarda il progetto in esame, l'area di intervento interesserà principalmente l'Isola 18, una porzione di territorio che si estende per circa 6 ettari ubicata sul lato ovest del sito multi-societario,

L'intervento prevede inoltre l'installazione di quattro generatori di vapore elettrici nell'Isola 5 dove attualmente sono installati i due cicli combinati esistenti e di una nuova sottostazione elettrica isolata in gas (GIS) in isola 19, in prossimità della sottostazione esistente.

La Figura 1.1 mostra l'ubicazione dell'area di intervento oggetto del presente SIA (isola 18), all'interno del Sito multi-societario di Ravenna.

Company logo 	Contractor logo 	Vendor logo 	Stato di Validità CS-FS	Numero Revisione 01
Identificativo documento Company RA01NCFFQY85491	Identificativo documento Contractor 000 - ZA- E -85491	Identificativo documento Vendor n.a.	Foglio / di 7 / 14	



LEGENDA

-  AREA DI PROGETTO (ISOLA 18) - NUOVO CICLO COMBINATO
-  AREA NUOVA SOTTOSTAZIONE ELETTRICA (ISOLA 19)
-  AREA NUOVI GENERATORI DI VAPORE ELETTRICI (ISOLA 5)
-  SITO MULTISOCIETARIO RAVENNA



Figura 1.1 – Inquadramento Territoriale del Sito Multisocietario di Ravenna e ubicazione dell'Area di Intervento

Company logo 	Contractor logo 	Vendor logo 	Stato di Validità CS-FS	Numero Revisione 01
Identificativo documento Company RA01NCFFQY85491	Identificativo documento Contractor 000 - ZA- E -85491	Identificativo documento Vendor n.a.	Foglio / di 8 / 14	

1.3. Motivazione del Progetto

Lo stabilimento Enipower di Ravenna, come già affermato nel precedente paragrafo, con le proprie produzioni, copre parte dei consumi elettrici nazionali nonché i fabbisogni energetici del cosiddetto sito chimico multisocietario di Ravenna.

La Centrale Enipower svolge una funzione strategica nell'area Nord Italia in termini di soddisfacimento dei fabbisogni di energia e servizi di un sistema elettrico in profonda trasformazione, da un lato e di quelli di energia termica del sito chimico multisocietario di Ravenna, dall'altro.

Il progetto in esame "Ravenna - Nuovo Ciclo Combinato ad alta efficienza in sostituzione dei due esistenti", nello specifico, consiste essenzialmente nella sostituzione di due cicli combinati, CC1 e CC2, attualmente presenti presso la Centrale Termoelettrica cogenerativa (CTE) Enipower di Ravenna, in Emilia-Romagna, con un impianto a ciclo combinato di ultima generazione, allineato alle migliori prestazioni tecnologiche e ambientali. Il Progetto nasce dalla volontà di mantenere tale ruolo strategico, che si prevede sarà sempre più rilevante in futuro, per contribuire al soddisfacimento dei fabbisogni di adeguatezza, sicurezza e flessibilità di un sistema caratterizzato dal progressivo aumento della penetrazione delle fonti rinnovabili intermittenti nel mix di generazione. Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) individua, infatti, obiettivi ambiziosi in termini di decarbonizzazione che comprendono, tra l'altro, lo sviluppo rilevante di generazione da fonti rinnovabili non programmabili ed il completo abbandono del carbone per la generazione elettrica entro il 2025, in favore di un mix elettrico basato su una quota crescente di rinnovabili e, per la parte residua, sul gas naturale. Il perseguimento di tali obiettivi, come evidenziato dal gestore della rete per la trasmissione dell'energia elettrica (Terna), richiede la presenza di fonti di generazione flessibile, in grado di assicurare stabilità e sicurezza al sistema elettrico in tutte le condizioni.

Stante quanto sopra, ovvero la necessità di una capacità adeguata e di una generazione stabile, flessibile ed efficiente, si è reso necessario sviluppare un progetto che garantisca la continuità del servizio svolto dalla Centrale Enipower di Ravenna in coerenza con il mutato scenario energetico.

Il progetto prevede quindi, in sostituzione dei due cicli combinati CC1 e CC2, la realizzazione di un impianto a ciclo combinato di ultima generazione, allineato alle migliori prestazioni tecnologiche e ambientali.

Il nuovo ciclo combinato cogenerativo ad alta efficienza sarà costituito principalmente da:

- una turbina a gas ad alta efficienza, con relativo generatore elettrico ed ausiliari di macchina;
- una caldaia a recupero di vapore a tre livelli di pressione, equipaggiata con sistema catalitico di riduzione NOx;
- una turbina a vapore con relativo generatore elettrico ed ausiliari di macchina;
- un condensatore di vapore ad aria al fine di limitare l'utilizzo di risorsa idrica.

L'assetto corrente prevede l'esercizio contemporaneo di due cicli combinati (CC1 e CC2) e dei Peakers oppure, in alternativa, di un ciclo combinato, la caldaia B600 e dei Peakers. Il nuovo assetto operativo prevederà l'esercizio contemporaneo del Ciclo Combinato ad alta efficienza, della caldaia B600 e dei Peakers.

Company logo 	Contractor logo 	Vendor logo 	Stato di Validità CS-FS	Numero Revisione 01
Identificativo documento Company RA01NCFFQY85491	Identificativo documento Contractor 000 - ZA- E -85491	Identificativo documento Vendor n.a.	Foglio / di 9 / 14	

Considerato che l'entrata in esercizio del nuovo ciclo combinato ad alta efficienza comporterà la messa fuori esercizio di due fonti di generazione termica (i due cicli combinati esistenti CC1 e CC2), il progetto prevede anche l'installazione di una nuova fonte di generazione di vapore, costituita da Generatori di Vapore Elettrici che potranno essere eserciti indipendentemente dagli impianti di combustione (Ciclo Combinato ad alta efficienza, caldaia B600 e Peakers) in quanto, utilizzando energia elettrica per produrre vapore, non rientrano nell'ambito della categoria degli impianti di combustione e non concorrono alla potenza termica nominale complessiva.

Rispetto alla configurazione attuale autorizzata dall'AIA in vigore, il progetto "Ravenna - Nuovo Ciclo Combinato ad alta efficienza in sostituzione dei due esistenti" rappresenterà un miglioramento tecnologico della centrale ed in particolare consentirà:

- di conseguire una significativa riduzione delle emissioni in atmosfera di NOx, grazie all'applicazione delle migliori tecnologie disponibili in ambito di contenimento delle emissioni in atmosfera;
- di ridurre le emissioni specifiche di CO₂, grazie alla maggiore efficienza di produzione di energia elettrica traguardabile allineandosi alle migliori prestazioni tecnologiche;
- di ridurre i consumi di risorsa idrica grazie all'utilizzo della tecnica della condensazione ad aria.

Il progetto "Ravenna - Nuovo Ciclo Combinato ad alta efficienza in sostituzione dei due esistenti" consentirà quindi di sostenere gli obiettivi fissati dal PNIEC quali:

- perseguire il processo di de-carbonizzazione del sistema energetico italiano che prevede la finalizzazione del *phase out* degli impianti a carbone italiani e l'impiego del gas naturale come fonte energetica di transizione;
- garantire la competitività al Paese grazie alla realizzazione di nuovi impianti produttivi più efficienti, in sostituzione degli attuali impianti meno efficienti, con costi più sostenibili del MWh elettrico e termico prodotto, mantenendo la competitività nei mercati dell'energia elettrica e dei servizi di rete;
- garantire maggiore flessibilità e adeguatezza dell'infrastruttura elettrica, preservando la rete elettrica nazionale dalle fluttuazioni nella produzione di energia derivanti dalle fonti rinnovabili non programmabili (eolico, solare fotovoltaico);
- garantire un adeguato margine di riserva alla rete elettrica nazionale che, secondo le analisi di Terna, potrebbe diventare critico e presentare rischi per la sicurezza nazionale in condizioni climatiche estreme, considerando anche lo scenario di cambiamento a livello europeo che va delineandosi.

Al fine di ridurre il footprint carbonico, il nuovo ciclo combinato ad alta efficienza sarà inoltre predisposto per l'eventuale successiva installazione di un sistema di cattura della CO₂ contenuta nei fumi di scarico. La strategia italiana di lungo termine sulla riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra (gennaio 2021), ha infatti identificato la cattura e lo stoccaggio della CO₂ tra le quattro leve fondamentali per la riduzione delle emissioni nel lungo termine, stimando che 20-40 Mln di tonnellate potrebbero essere azzerate al 2050 grazie al ricorso alla CCS (Carbon Capture and Storage).

Il progetto di realizzazione del sistema di cattura potrà essere sviluppato in coerenza con l'evoluzione del quadro normativo-regolatorio, grazie all'istituzione di specifici meccanismi di supporto. Da questo punto di vista, il nuovo ciclo combinato ad alta efficienza si troverà in una posizione strategica rispetto all'hub di stoccaggio della CO₂ in via di sviluppo da parte di Eni a Ravenna. Tale hub, sfruttando la capacità di stoccaggio offerta dai giacimenti a gas esauriti dell'Adriatico, sarà uno dei più grandi al mondo per lo stoccaggio della CO₂ ed il principale del Mediterraneo. Grazie al sistema di cattura, la CO₂ verrà separata dal resto dei fumi e resa disponibile per il trasporto e il successivo stoccaggio, permettendo conseguentemente un abbattimento delle emissioni del nuovo ciclo combinato ad alta efficienza.

<p>Company logo</p> 	<p>Contractor logo</p> 	<p>Vendor logo</p> 	<p>Stato di Validità</p>	<p>Numero Revisione</p>
			CS-FS	01
<p>Identificativo documento Company</p>	<p>Identificativo documento Contractor</p>	<p>Identificativo documento Vendor</p>	<p>Foglio / di 10 / 14</p>	
RA01NCFFQY85491	000 - ZA- E -85491	n.a.		

Il progetto di installazione del sistema di cattura della CO₂ non è oggetto della presente richiesta di giudizio di compatibilità Ambientale.

1.4. Quadro di Riferimento Macro-Economico

Nel 2023 l'economia globale si è dimostrata più resiliente del previsto, favorita dalla tenuta della domanda e dalla moderazione dei prezzi dell'energia, con una crescita stimata del 2,6%, nonostante il persistere dei "cigni neri", rappresentati principalmente dal perdurare della guerra in Ucraina, dalle controversie commerciali tra Stati Uniti e Cina e dall'instabilità in Medio Oriente innescata dal conflitto tra Israele e Hamas, che hanno alimentato incertezza e volatilità sui mercati finanziari ed energetici.

Le performance economiche dei principali attori globali sono state eterogenee. Per gli Stati Uniti il Pil nel 2023 si è attestato al +2,5%, mentre le stime per l'Area Euro sono decisamente più basse (+0,6%) confermando l'ingresso in una fase di stagnazione che si spiega soprattutto con la lieve recessione in corso in Germania. Anche la Cina ha registrato una crescita inferiore alle aspettative dei mercati, con il Pil che è cresciuto del 5,2% (di poco superiore all'obiettivo di crescita annuale del 5% fissato dal governo, considerato poco ambizioso).

Nonostante ciò, è stata positiva la performance complessiva dei mercati emergenti (Pil a +4%), con l'India che si afferma locomotiva globale (Pil 2023, +6,3%). Relativamente alla crescita economica, nonostante la fase di politica monetaria restrittiva messa in atto da molte banche centrali (a partire da Federal Reserve, Banca Centrale Europea e Bank of England), si è concretizzato lo scenario di un "soft landing", evitando lo spettro di una recessione globale ma non il rallentamento della crescita del Pil nel 2023 (2,6% vs 3% del 2022 e al di sotto della media storica 2000- 2019 del 3,8%).

Come conseguenza dell'inasprimento della politica monetaria da parte della Fed e della BCE, i prezzi si sono raffreddati sia negli Stati Uniti che nell'Area Euro (registrando a dicembre 2023 rispettivamente +3,4% e +2,9% a/a e medie annuali di +4,1% e +5,4%), anche se l'inflazione core (ovvero al netto delle componenti volatili quali energia e generi alimentari) rimane relativamente alta (+3,9% e +3,4%). La Cina ha invece attraversato una situazione opposta a quella delle economie occidentali, essendo entrata in una fase di deflazione a causa della domanda interna troppo debole (-0,3% a/a in dicembre, terzo mese consecutivo di crescita negativa dei prezzi).

Nel corso del 2023 le principali banche centrali hanno sistematicamente fatto ricorso a rialzi dei tassi di riferimento nel tentativo di combattere l'inflazione. La Fed ha raggiunto ad agosto un picco compreso tra il 5,25%-5,5% (dopo 11 rialzi consecutivi dei tassi), mentre la BCE ha raggiunto a settembre il livello di 4,50% (10 rialzi consecutivi, record da quando è stata istituita l'Eurozona). Il rallentamento più rapido del previsto dell'inflazione (sia negli Stati Uniti che nell'area dell'euro) e la stagnazione economica nell'area dell'euro potrebbero convincere sia la Fed che la BCE a iniziare a tagliare i tassi prima di quanto inizialmente previsto già nel corso del 2024.

Nel corso del 2023 il cambio \$/€ si è confermato volatile, influenzato dall'incertezza geopolitica che a più riprese ha favorito il dollaro in virtù del suo status di bene rifugio. Su base annuale, l'euro si è apprezzato rispetto al 2022 di pari passo con l'uscita dell'Europa dalla crisi energetica e la stretta monetaria operata da

Company logo 	Contractor logo 	Vendor logo 	Stato di Validità CS-FS	Numero Revisione 01
Identificativo documento Company RA01NCFFQY85491	Identificativo documento Contractor 000 - ZA- E -85491	Identificativo documento Vendor n.a.	Foglio / di 11 / 14	

parte della BCE. Il valore medio annuo per il 2023 è stato pari a 1,081. Gli Stati Uniti hanno registrato una performance nettamente migliore del previsto, grazie alla forza dei consumi (sostenuti dall'extra-risparmio accumulati durante la pandemia), il robusto stimolo fiscale (soprattutto per l'IRA) e la resilienza del mercato del lavoro, con la disoccupazione stabilmente ai minimi storici (3,7%). L'Area Euro è entrata in una fase di stagnazione, trascinata dal rallentamento della Germania e dall'inflazione ancora elevata, ma ha retto grazie – anche in questo caso – alla tenuta dei consumi privati e al robusto mercato del lavoro, soprattutto nei settori dei servizi.

In Cina le difficoltà del settore immobiliare hanno contribuito a frenare la crescita aumentando i rischi di instabilità finanziaria. Il contributo decisivo al commercio mondiale e alla crescita globale giocato dalla Cina negli ultimi decenni sembra essere venuto meno, mettendo in discussione il modello di sviluppo degli ultimi decenni basato sugli investimenti.

L'economia italiana ha dimostrato un buon grado di resilienza, in linea con l'andamento del resto dell'Area Euro. Tuttavia, nel 2023 si è verificato un rallentamento (la crescita del Pil dovrebbe attestarsi al +0,7%) causato anche dalla forte integrazione con il sistema produttivo tedesco. A fronte di un mercato del lavoro molto robusto (disoccupazione al +7,5% e +500mila nuovi posti di lavoro creati nel corso dell'anno), la produzione industriale ha subito un calo, di pari passo con la dinamica delle esportazioni (si stima una crescita annuale del 2,4% vs +6,2% nel 2022).

Nel 2023 il Brent ha registrato un livello medio di 82,6 \$/b, in ribasso rispetto al 2022 (-18%). La domanda oil segna una crescita di 2,3 Mb/g YoY, superando i livelli 2019, con la Cina che rappresenta quasi l'80% dell'incremento, trainata da investimenti in nuova capacità petrolchimica.

Nel primo semestre dell'anno, nonostante le preoccupazioni riguardanti l'economia mondiale e le incertezze legate all'economia cinese, la crescente domanda e le politiche dell'OPEC+ hanno mantenuto i prezzi del Brent nell'intorno degli 80 \$/b. Nel terzo trimestre la domanda ha raggiunto nuovi massimi.

Questa tendenza, unita al taglio unilaterale di produzione di 1 Mb/g da parte dell'Arabia Saudita, ha portato a un marcato aumento del Brent, che a settembre supera i 90 \$/b. Il quarto trimestre inizia con i prezzi sostenuti dal conflitto in Medio Oriente che ha mantenuto il mercato in uno stato di incertezza; tuttavia, a fine anno i dubbi riguardo la compliance delle politiche OPEC+ e le preoccupazioni sul contesto macroeconomico hanno causato un indebolimento dei prezzi.

I prezzi del gas, dopo i minimi del 2020 e il marcato aumento del 2021, nel 2022 hanno raggiunto livelli insostenibilmente elevati a causa degli effetti della guerra in Ucraina e della drastica diminuzione delle esportazioni russe verso l'Europa. Il 2023 è stato un anno di graduale ribilanciamento del mercato gas globale che ha allentato le pressioni sui principali benchmark di prezzo (TTF, JKM e HH), nonostante le quotazioni siano rimaste ben al di sopra dei livelli storici.

Con stoccaggi ai massimi storici, il 2023 è cominciato in una situazione di mercato relativamente calmo con prezzi in discesa fino a giugno 2023, quando le quotazioni hanno raggiunto i minimi da aprile 2021 (attorno agli 8 \$/MBtu). Nella seconda parte dell'anno, il timore derivante dalle minacce di scioperi in alcuni impianti di liquefazione australiani, il prolungarsi della fase di manutenzione ai siti produttivi norvegesi, il sospetto danneggiamento al gasdotto Baltic Connector e il conflitto in Medio Oriente, hanno alimentato la volatilità e spinto i prezzi sopra 15 \$/Mbtu in ottobre. Nell'ultima parte del 2023, elevati livelli di stoccaggio e clima mite hanno contribuito al nuovo calo dei prezzi. In particolare, nel 2023, il mercato del gas in EU è stato

Company logo 	Contractor logo 	Vendor logo 	Stato di Validità CS-FS	Numero Revisione 01
Identificativo documento Company RA01NCFFQY85491	Identificativo documento Contractor 000 - ZA- E -85491	Identificativo documento Vendor n.a.	Foglio / di 12 / 14	

contraddistinto da un calo della domanda (tra il - 7% e -8%) soprattutto nel settore power (riduzione domanda elettrica, maggiore ricorso a nucleare e rinnovabili) e civile (clima mite). L'import di "Liquefied Natural GAS" (LNG), in leggero aumento rispetto al 2022 (3-4%), è stato coperto per il 75% da US (46%), Russia (16%) e Qatar (15%). I prezzi sono diminuiti registrando medie inferiori agli anni 2021-22 ma superiori alle medie storiche precedenti (TTF a circa 12.8 \$/Mbtu nel 2023 vs 37 \$/Mbtu del 2022).

Grazie alla crescita della domanda gas, favorita dai prezzi in ribasso (mercati price-sensitive come India, Pakistan, etc) e alla ripresa economica in Cina (seppur di entità minore rispetto alle medie storiche), l'Asia è tornata il mercato a premio rispetto all'Europa (13.8 \$/Mbtu nel 2023, rispetto a 34 \$/Mbtu del 2022).

Negli Stati Uniti l'Henry Hub si è attestato su una media annuale di 2,5 \$/Mbtu (rispetto ai 6,4 \$/Mbtu del 2022), riflettendo indirettamente i trend a globali. Negli Stati Uniti, a fronte di consumi domestici stabili, l'aumento della produzione ha permesso la crescita di export LNG portando gli USA al primo posto degli esportatori di gas liquefatto davanti a Qatar e Australia. Anche il prezzo del carbone nel 2023 - al pari delle altre commodity - è stato influenzato da elevati livelli di stoccaggi e da una domanda spot debole, attestandosi su una media annua di 129 \$/ton in Europa, rispetto ai 294 \$/ton del 2022 e ai 124 \$/ton del 2021.

Le dinamiche globali hanno registrato una frenata dei consumi nelle economie più avanzate (in primis EU e US), mentre Cina e India hanno aumentato il ricorso al carbone. In particolare, in Europa, nel settore della produzione elettrica, la domanda di carbone è stata impattata dal rialzo dei livelli di generazione da nucleare e idroelettrico, rallentamento della domanda elettrica, oltre che dal ritorno di competitività del gas grazie alle quotazioni in ribasso.

Nel 2023 il prezzo dell'European Union Allowance (EUA) è aumentato del 3% rispetto al 2022, attestandosi su una media di 83,5 €/ton (vs 80,8 €/ton del 2022). Tale incremento è dovuto essenzialmente ai guadagni registrati a inizio anno (in particolare nel mese di febbraio), quando il prezzo ha raggiunto i valori massimi dal mese di agosto 2022 (superando i 97 €/ton il 21 febbraio), trainato essenzialmente dal processo di approvazione della riforma ETS da parte del Parlamento Europeo.

A partire dal mese di marzo, tuttavia, l'andamento si è invertito, a seguito della debolezza dei prezzi del gas, di temperature miti e di una forte produzione da eolico. A partire dal mese di luglio hanno contribuito a gravare sul prezzo la maggior offerta di quote EUA, dovuta all'inizio della vendita di quote aggiuntive per il REPowerEU, la persistente debolezza del settore industriale europeo, nonché il sentiment di incertezza dei mercati per la situazione geopolitica.

Nel 2023 il PUN si è attestato a 127,2 €/MWh su base annua, in netto calo (-58%) rispetto ai valori record del 2022 (303,95 €/MWh). Il trend di riduzione è dettato principalmente dalle quotazioni gas, che hanno registrato livelli di variazione analoghi a quelli dell'elettricità. Hanno contribuito alla riduzione dei prezzi anche la debolezza della domanda, la ripresa della generazione idroelettrica e la ripresa della generazione nucleare olttralpe, che ha reso disponibili maggiori quantitativi di import per l'Italia.

Da gennaio i prezzi hanno quindi registrato una progressiva riduzione raggiungendo il valore minimo mensile a giugno, per poi mantenersi comunque al di sotto dei valori dei mesi invernali. Lo stesso trend decrescente si è osservato nei principali mercati europei dell'energia elettrica, che hanno beneficiato della riduzione dei prezzi del gas ma anche dell'incremento della generazione rinnovabile.

L'Italia rimane a premio rispetto ai principali mercati europei, registrando differenziali di prezzo anche superiori ai 30 €/MWh. In termini di volumi in Italia, sulla base delle stime preliminari di Terna nel 2023, la richiesta di

Company logo 	Contractor logo 	Vendor logo 	Stato di Validità CS-FS	Numero Revisione 01
Identificativo documento Company RA01NCFFQY85491	Identificativo documento Contractor 000 - ZA- E -85491	Identificativo documento Vendor n.a.	Foglio / di 13 / 14	

energia elettrica (306 TWh) risulta in calo rispetto allo stesso periodo del 2022 (-2,8%). La produzione di elettricità è diminuita del -6,4%, a fronte di un minor apporto da termoelettrico (-17% vs. 2022), solo parzialmente compensato dalla crescita della generazione rinnovabile (+ 19%) trainata dalla ripresa dell'idro (+36%).

1.5. Scopo e Struttura dello Studio di Impatto Ambientale

Il presente Studio di Impatto Ambientale è stato strutturato tenendo in considerazione quanto previsto dalla Normativa Nazionale ed in particolare, in linea con le Norme Tecniche per la redazione degli Studi di Impatto Ambientale emanate dal SNPA nell'Aprile 2020.

il presente Studio è costituito da una Relazione, con i relativi allegati, e da una Sintesi non Tecnica dello studio, che è stata redatta con un linguaggio di facile comprensione per un pubblico non tecnico, che espone le principali conclusioni del SIA.

Di seguito sono indicate le principali sezioni secondo le quali è stato organizzato lo Studio di Impatto Ambientale:

- **Introduzione:** nella quale si presentano il proponente, le motivazioni per cui si prevede la realizzazione dell'opera e l'indicazione dell'ambito territoriale interessato;
- **Verifica della coerenza del progetto con la programmazione e pianificazione di riferimento:** nel quale si analizza il contesto programmatico e pianificatorio di riferimento valutandone la coerenza dello stesso con i contenuti del progetto;
- **Analisi della compatibilità dell'opera:** nel quale si descrive il progetto nelle sue linee fondamentali, al fine di individuare potenziali interferenze con il contesto ambientale, socio-economico e di salute pubblica, illustrando inoltre la definizione del momento zero, l'individuazione delle alternative considerate, inclusa l'alternativa zero, rappresentata dall'evoluzione possibile dei sistemi ambientali in assenza dell'intervento;
- **Analisi dello stato dell'ambiente (Scenario di base):** nel quale si descrive il progetto nelle sue linee fondamentali, analizzando lo stato attuale del contesto ambientale, socio-economico e di salute pubblica;
- **Stima Qualitativa e Quantitativa degli Impatti:** nella quale si procede con la valutazione degli impatti sulle diverse componenti dei comparti ambientali, socio-economico e di salute pubblica, e per ciascuna delle fasi operative di progetto. Vengono inoltre analizzati gli impatti cumulativi con altri impianti presenti nell'area vasta. La sezione comprende anche la presentazione delle misure di mitigazione degli impatti (come identificate in sede di definizione degli aspetti progettuali) e delle conseguenti possibili azioni di controllo, mitigazione e/o compensazione;
- **Indicazioni inerenti al Piano di Monitoraggio Ambientale:** nel quale si descrivono le indicazioni per l'esecuzione di attività da effettuarsi ante operam, durante la costruzione, e post operam al fine di monitorare le condizioni ambientali ritenute significative a valle dell'analisi degli impatti;
- **Valutazione e gestione dei rischi associati a eventi incidentali, attività di progetto e calamità naturali;** nella quale sono descritti i previsti impatti ambientali significativi e negativi del progetto, derivanti dalla vulnerabilità del progetto ai rischi di gravi incidenti e/o calamità che sono pertinenti per il progetto in questione.

Company logo 	Contractor logo 	Vendor logo 	Stato di Validità CS-FS	Numero Revisione 01
Identificativo documento Company RA01NCFFQY85491	Identificativo documento Contractor 000 - ZA- E -85491	Identificativo documento Vendor n.a.	Foglio / di 14 / 14	

- **Conclusioni:** nel quale si riportano i principali risultati dello studio e le valutazioni conclusive.

Lo Studio è inoltre corredato dalla cartografia tematica e dai seguenti allegati:

- Allegato 1 TAVOLE
- Allegato 2 Studio Modellistico Ricadute in Atmosfera
- Allegato 3 Studio previsionale acustico
- Allegato 4 Relazione Paesaggistica
- Allegato 5 Fotoinserimenti
- Allegato 6 Valutazione di impatto sanitario
- Allegato 7 Screening valutazione di incidenza
- Allegato 8 Piano di gestione delle terre e rocce da scavo
- Allegato 9 Verifica preventiva archeologica
- Allegato 10 Istanza 242ter
- Allegato 11 Documenti avvio procedura ENAC
- Allegato 12 Pacchetto GIS

Inoltre è stata sviluppata una Sintesi non Tecnica finalizzata a divulgare i principali contenuti dello Studio di Impatto Ambientale, al fine di rendere più comprensibili al pubblico i contenuti dello Studio stesso.

Il presente Studio di Impatto Ambientale è il risultato di un'accurata e puntuale analisi, condotta attraverso un approccio multidisciplinare che ha visto coinvolto un gruppo di lavoro composto di diverse professionalità e specializzazioni, in grado di esaminare e valutare gli aspetti progettuali ed ambientali associati alla realizzazione delle opere in progetto.

Il presente studio è stato rivisto e approvato dalle seguenti persone:

Rivisto da	Approvato da	Firmato da
Jacopo Signorini	Andrea Gigliuto	Marco Orecchia