



# Enipower

Rinnovo registrazione



**EMAS**

GESTIONE  
AMBIENTALE  
VERIFICATA  
IT-000483

Dati aggiornati al 31/12/2023



## Sommario

Introduzione .....	3
Messaggio agli stakeholder .....	4
Informazioni per il pubblico.....	5
Elenco siti registrazione integrata multisito .....	6
Mission e valori di Eni .....	7
Gruppo Enipower S.p.A.....	8
La società e l’assetto organizzativo .....	9
Localizzazione dei siti.....	10
Sistema di gestione HSE.....	12
La Politica HSE.....	13
Analisi del contesto .....	15
La compliance normativa .....	16
La sostenibilità ambientale.....	17
Comunicazione .....	18
La generazione di energia termoelettrica.....	19
Aspetti ambientali.....	21
Performance .....	23
Formazione .....	25
Emergenze e incidenti.....	25
Programma ambientale .....	25

### Allegati:

Allegato 1 – Centrale di Bolgiano.....	37
Allegato 2– Centrale di Brindisi.....	70
Allegato 3 – Centrale di Ferrera Erbognone.....	105
Allegato 4 – Centrale di Ravenna.....	140



## Introduzione

La presente Dichiarazione Ambientale, redatta in conformità al Regolamento dell'Unione Europea 1221/2009 così come modificato dai Regolamenti 1505/2017 e 2026/2018, presenta le performance ambientali del triennio 2021-2023 delle centrali Enipower di Bolgiano, Brindisi, Ferrera Erbognone e Ravenna, della Sede Direzionale di San Donato Milanese e della sede uffici MSD di Ferrara, descrivendo lo stato di avanzamento degli obiettivi di miglioramento e la pianificazione dei nuovi obiettivi per il triennio di registrazione in corso 2024-2026.

La decisione di aderire volontariamente al Regolamento EMAS, per Enipower, si inserisce nella politica della Società di attenzione e impegno per uno sviluppo dell'attività compatibile con la salvaguardia dell'ambiente, attraverso l'applicazione di un Sistema di Gestione Integrato Ambiente, Sicurezza ed Energia.

La Dichiarazione Ambientale rappresenta, per la Società, un ulteriore stimolo per migliorare i rapporti con il territorio e per tendere al miglioramento continuo nella gestione delle tematiche ambientali, in piena sintonia con la politica di Enipower

Il documento prevede un aggiornamento annuale.

Per meglio evidenziare gli aspetti ambientali di un insieme così complesso ed eterogeneo di attività, la Dichiarazione Ambientale è stata suddivisa in una sezione generale che riguarda tutte le attività dell'Organizzazione e in una sezione specifica per ogni centrale in esercizio alla data di approvazione della Dichiarazione Ambientale.



## Messaggio agli stakeholder

Con particolare soddisfazione presento la Dichiarazione Ambientale di Enipower 2023, documento che rappresenta un appuntamento annuale per la verifica delle prestazioni ambientali delle nostre attività e per la condivisione dei risultati conseguiti con i nostri stakeholder, momento di grande importanza per la Società e che conferma l'impegno di Enipower nell'ambito dei propri obiettivi di continuo miglioramento delle performance aziendali, della gestione degli aspetti ambientali e dello sviluppo sostenibile della propria attività, in linea con la strategia perseguita negli ultimi anni e condivisa dalle nostre persone.

Il 2023 è stato un anno particolarmente rilevante per Enipower, in continuità con la strategia volta all'implementazione di nuovi progetti per l'efficientamento, la flessibilizzazione e la riduzione dell'impronta carbonica nell'operatività dei propri asset. Questi progetti hanno richiesto un grande sforzo tecnico ed economico e dimostrano la concretezza e solidità dei nostri obiettivi societari, nonché l'importanza di una cultura condivisa della sostenibilità, cultura che ci ha portati, tra l'altro, a progettare interventi sempre più incisivi di formazione sui temi di salute e sicurezza e ad estendere la condivisione degli obiettivi ambientali con i nostri fornitori attraverso i Patti per la Sicurezza e l'Ambiente. Proprio il rispetto per i territori e le comunità che ci ospitano, elemento imprescindibile per Enipower, ci ha indotto ad effettuare una valutazione sulla biodiversità e sugli ecosistemi nelle aree sensibili vicine ai nostri stabilimenti, volta ad individuare ulteriori azioni di tutela dell'ambiente.

Sempre in linea con il modello di eccellenza operativa adottato, nell'ambito del nostro Sistema di Gestione Integrato HSE ed Energia (certificato secondo gli standard ISO 14001, ISO 50001 e ISO 45001) continuiamo a rafforzare il nostro sistema in riferimento alla normativa volontaria e best practice applicabili, compresa la registrazione EMAS. Sono stati confermati i risultati dell'Analisi del Contesto e dell'Analisi di materialità, condotte attraverso il coinvolgimento degli stakeholder, unitamente alle azioni intraprese relativamente al percorso di verifica rispetto allo standard ISO 26000 in merito alla responsabilità sociale d'impresa.

La Dichiarazione Ambientale è redatta in conformità al Regolamento EMAS 1221/2009 e tiene conto delle modifiche introdotte dai Regolamenti UE 1505/2017 e 2026/2018, e ha lo scopo di rappresentare le performance ambientali relativamente al triennio 2021-2023 per le Centrali Enipower di Bolgiano, Brindisi, Ferrera Erbognone e Ravenna, per la Sede Direzionale di San Donato Milanese e la Sede Uffici MSD di Ferrara, descrivendo lo stato di avanzamento degli obiettivi di miglioramento e la pianificazione dei nuovi obiettivi per il triennio di registrazione in corso 2024-2026. La Dichiarazione Ambientale, unitamente alle informazioni di carattere ambientale contenute all'interno nel Report di Sostenibilità, viene comunicata a tutti gli stakeholder in modo trasparente e accessibile anche attraverso la pubblicazione su [www.eni.com](http://www.eni.com).



## Informazioni per il pubblico

Enipower fornisce informazioni sui propri aspetti ambientali e tecnici ai soggetti interessati e alla popolazione.

La Dichiarazione Ambientale è disponibile all'interno del sito internet Eni al link:

<https://www.eni.com/it-IT/azienda/societa-controllate-partecipate/enipower/ambiente-sicurezza.html>.

Per ulteriori informazioni, anche relative alle Dichiarazioni Ambientali precedenti, rivolgersi a:

**GIANFRANCO CARVELLI** – Responsabile Salute, Sicurezza, Ambiente e Qualità (HSEQ):  
[gianfranco.carvelli@enipower.eni.it](mailto:gianfranco.carvelli@enipower.eni.it)

**DENIS DANIELE** - Responsabile Gestione Industriale e Processi Operations (PRODGIPO):  
[denis.daniele@enipower.eni.it](mailto:denis.daniele@enipower.eni.it)

**GIUSEPPE GIANNOTTI** – Energy Manager Enipower:  
[giuseppe.giannotti@enipower.eni.it](mailto:giuseppe.giannotti@enipower.eni.it)

### Verificatore Ambientale Accreditato

**Certiquality s.r.l.**

Via G. Giardino, 4

20123 Milano

numero dell'accreditamento: **IT-V-0001**



## Elenco siti registrazione integrata multisito

Sito	Indirizzo	Responsabili	Codice di attività
<b>Sede Direzionale di San Donato Milanese</b>	Via Maritano, 26 San Donato Milanese (MI)	Gianfranco Carvelli (HSEQ) <a href="mailto:gianfranco.carvelli@enipower.eni.it">gianfranco.carvelli@enipower.eni.it</a> Denis Daniele - (PROD- GIPO) <a href="mailto:denis.daniele@enipower.eni.it">denis.daniele@enipower.eni.it</a> Giuseppe Giannotti – Energy manager Enipower <a href="mailto:giuseppe.giannotti@enipower.eni.it">giuseppe.giannotti@enipower.eni.it</a>	NACE 35.11 Produzione di energia elettrica NACE 35.30 Fornitura di vapore e aria condizionata NACE 36.00 Raccolta, trattamento e fornitura di acqua
<b>Bolgiano</b>	Via Maritano, 24 San Donato Milanese (MI)	Vincenzo Rottino (REST) <a href="mailto:vincenzo.rottino@enipower.eni.it">vincenzo.rottino@enipower.eni.it</a> Valentina Giovannangelo (HSEQ) <a href="mailto:valentina.giovannangelo@enipower.eni.it">valentina.giovannangelo@enipower.eni.it</a>	NACE 35.11 Produzione di energia elettrica NACE 35.30 Fornitura di vapore e aria condizionata
<b>Brindisi</b>	Via Fermi, 4 Brindisi	Flavio Sabatini (REST) <a href="mailto:flavio.sabatini@enipower.eni.it">flavio.sabatini@enipower.eni.it</a> Dante Caravaglio (HSEQ) <a href="mailto:dante.caravaglio@enipower.eni.it">dante.caravaglio@enipower.eni.it</a>	NACE 35.11 Produzione di energia elettrica NACE 35.30 Fornitura di vapore e aria condizionata NACE 36.00 Raccolta, trattamento e fornitura di acqua
<b>Ferrera Erbognone</b>	Strada della Corradina, 29 <sup>1</sup> Ferrera Erbognone (PV)	Stefano Salvatore Dicorrado (REST) <a href="mailto:stefano.dicorrado@enipower.eni.it">stefano.dicorrado@enipower.eni.it</a> Alberto Mariconti (HSEQ) <a href="mailto:alberto.mariconti@enipower.eni.it">alberto.mariconti@enipower.eni.it</a>	NACE 35.11 Produzione di energia elettrica NACE 35.30 Fornitura di vapore e aria condizionata
<b>Ravenna</b>	Via Baiona, 107 Ravenna	Fabio Cucinella (REST) <a href="mailto:fabio.cucinella@enipower.eni.it">fabio.cucinella@enipower.eni.it</a> Michele Frabetti (HSEQ) <a href="mailto:michele.frabetti@enipower.eni.it">michele.frabetti@enipower.eni.it</a>	NACE 35.11 Produzione di energia elettrica NACE 35.30 Fornitura di vapore e aria condizionata
<b>Ufficio Gestione Programmazione MSD Ferrara</b>	P.zza G. Donegani, 12 Ferrara	Salvatore Zilli (DS) <a href="mailto:salvatore.zilli@enipower.eni.it">salvatore.zilli@enipower.eni.it</a> Matteo Penazzi (HSEQ) <a href="mailto:matteo.penazzi@enipower.eni.it">matteo.penazzi@enipower.eni.it</a>	NACE 35.11 Produzione di energia elettrica NACE 35.30 Fornitura di vapore e aria condizionata

<sup>1</sup> Solo recentemente il Comune ha attribuito la numerazione civica n. 29, rispetto al precedente s.n.c. (senza numero civico)



## Mission e valori di Eni

Eni è una energy tech company che, con oltre 32.000 dipendenti sta affrontando la triplice sfida di assicurare forniture energetiche convenienti, affidabili e sempre più sostenibili, essenziali per il funzionamento dell'economia e della società. Oltre a focalizzarsi su una strategia di decarbonizzazione dei prodotti e dei processi industriali, Eni è impegnata in una transizione energetica socialmente equa e giusta,

Il **modello di business** di Eni è volto alla creazione di valore di lungo termine per gli stakeholder principali attraverso una consolidata presenza lungo la catena del valore dell'energia. La **mission aziendale** integra gli **Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG)** dell'Agenda 2030 delle Nazioni Unite, e l'**approccio distintivo** permea tutte le attività. Eni prosegue nel suo impegno ad assicurare la sicurezza energetica, continuando a garantire la creazione di valore e avanzando, al contempo, nella propria strategia di transizione con un approccio tecnologicamente neutrale e pragmatico, volto al mantenimento della competitività del sistema produttivo e alla sostenibilità sociale. Tali obiettivi fanno leva su una diversificata presenza geografica e su un portafoglio di **soluzioni tecnologiche che consentiranno di creare un mix energetico sempre più decarbonizzato**. **Essenziali** al raggiungimento di tali obiettivi sono le **partnership e le alleanze con gli stakeholder** per assicurare un coinvolgimento attivo nella definizione delle attività di Eni e nella trasformazione del sistema energetico.

L'approccio di Eni ai diritti umani è integrato nella Mission ed è stato rafforzato nel 2023 con l'adozione della Policy "Rispetto dei Diritti Umani in Eni", che ne delinea le aree prioritarie di impegno. Tale impegno è, inoltre, ribadito nel Codice Etico e nel "Codice di Condotta Fornitori", un patto che guida e caratterizza i rapporti con i fornitori in tutte le fasi del processo di procurement sui principi di responsabilità sociale, tra cui i diritti umani, e che tutte le imprese che collaborano con Eni sono chiamate a sottoscrivere. La dignità di ogni essere umano è al centro delle attività di Eni, che si impegna nella definizione delle proprie responsabilità nel contribuire al benessere delle persone e delle comunità locali.

Per offrire una vista sul contributo allo sviluppo locale e globale, Eni redige annualmente il rapporto di sostenibilità "Eni For", attraverso il quale comunica le proprie politiche e descrive i risultati conseguiti sugli aspetti più rilevanti riguardanti la sostenibilità. Al riguardo sono stati istituiti canali informativi dedicati e facilmente accessibili disponibili sul sito internet [www.eni.com](http://www.eni.com).



## Gruppo Enipower S.p.A.

Enipower S.p.A. è una società posseduta al 51% da Eni S.p.A. e al 49% da Regatta Investments S.p.A., attiva nel settore della generazione di energia elettrica e vapore e servizi ausiliari.

Enipower S.p.A. possiede partecipazioni di controllo in due Società:

- Enipower Mantova S.p.A., Società che gestisce la centrale termoelettrica di Mantova (partecipata con TEA S.p.A., Società di Mantova attiva nel campo dei servizi energetici e ambientali);
- Società Enipower Ferrara Srl (S.E.F. srl), Società che gestisce la centrale termoelettrica di Ferrara (partecipata con Axpo International SA).

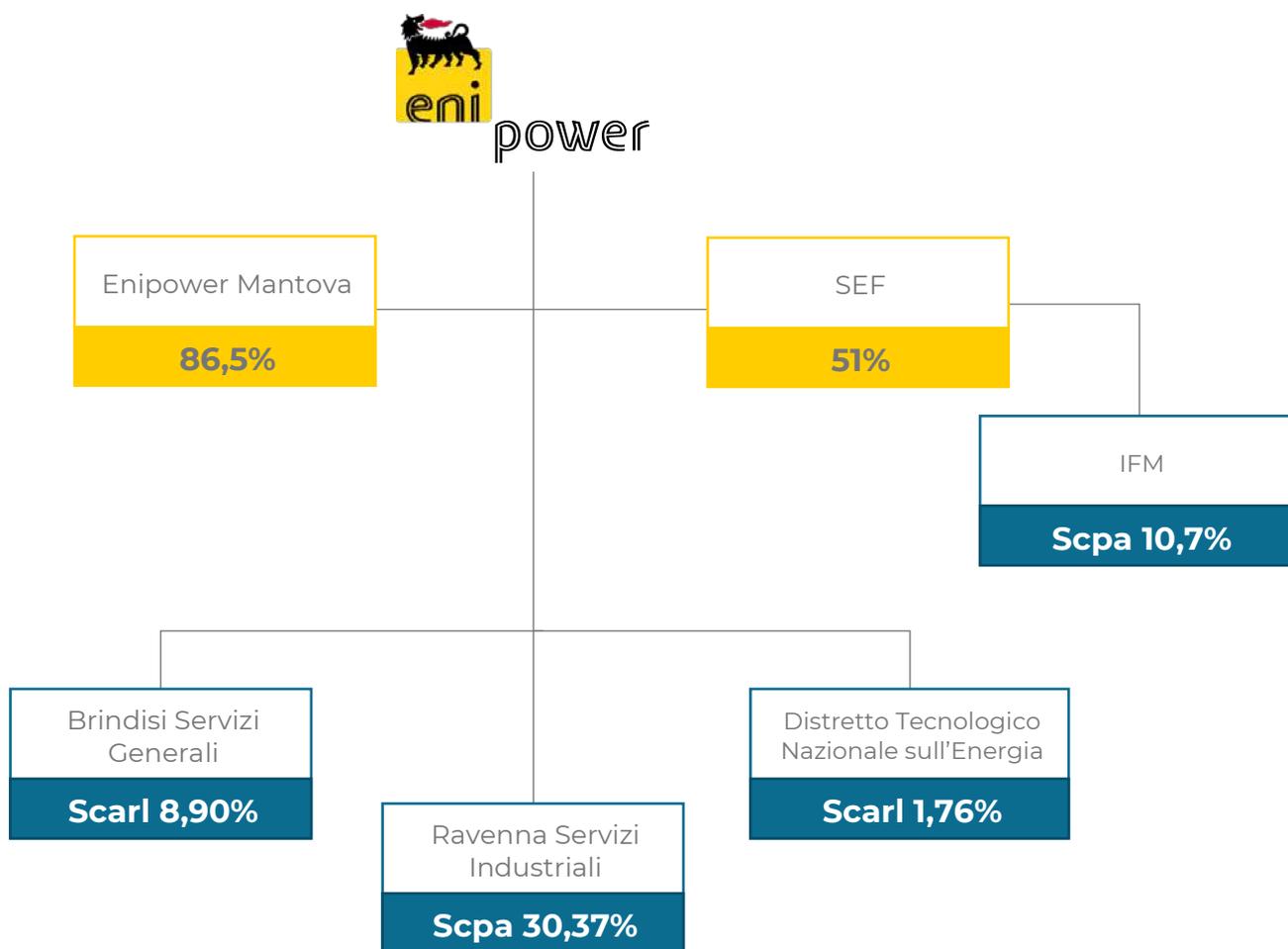


Figura 1 - Assetto societario Enipower

Enipower S.p.A. possiede infine quote di minoranza nelle Società consortili di servizi industriali nei siti di Ravenna, Ferrara e Brindisi.



## La società e l'assetto organizzativo

L'Organizzazione di Enipower consta di tre funzioni di staff e due funzioni di linea, che riferiscono direttamente al vertice societario. Esse forniscono i propri contributi professionali e di coordinamento non solo all'interno della Società, ma anche alle Società controllate Enipower Mantova SpA e Società Enipower Ferrara Srl (S.e.f. Srl).

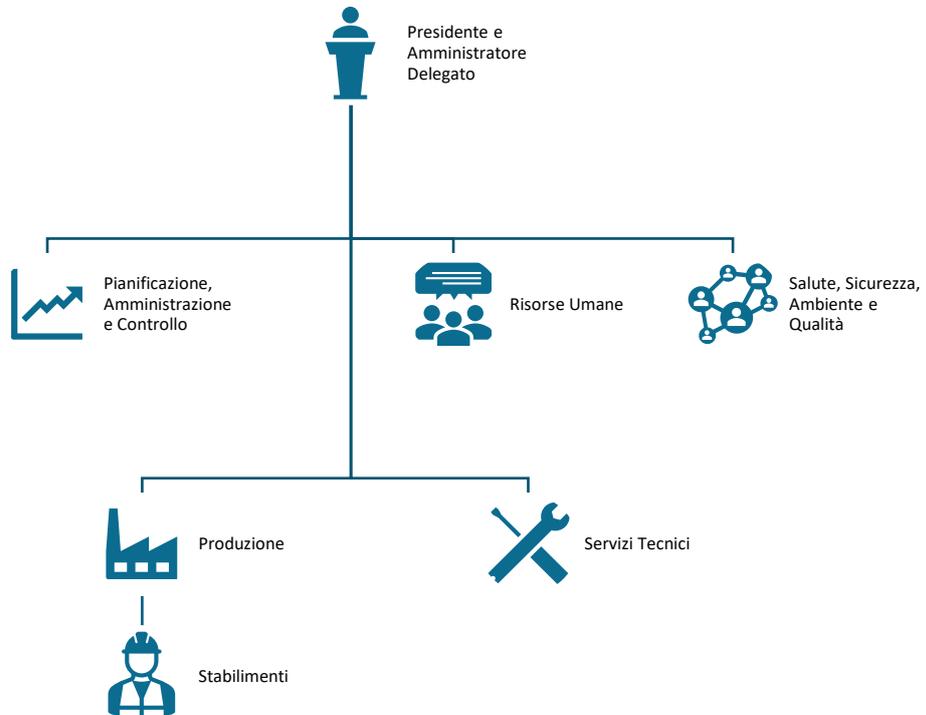


Figura 2: Assetto organizzativo di Enipower



## Localizzazione dei siti

Enipower, costituita nel novembre 1999, dispone oggi, con le sue controllate Enipower Mantova S.p.A. e S.E.F. S.r.l., di sei centrali elettriche con una potenza installata di 5 GW così distribuita:



Figura 3 - Localizzazione centrali Enipower in Italia

Di seguito si riporta l'elenco dei siti Enipower oggetto della presente Dichiarazione Ambientale, con la relativa localizzazione e potenza elettrica installata (nel caso di centrali):

Sito	Indirizzo	Attività svolta	Potenza elettrica installata (MW)
<b>Sede Direzionale</b>	Via Maritano, 26 San Donato Milanese (MI)	Attività di ufficio	-
<b>Bolgiano</b>	Via Maritano, 24 San Donato Milanese (MI)	Produzione energia elettrica, acqua surriscaldata e acqua demineralizzata.	60
<b>Brindisi</b>	Via Fermi, 4 Brindisi	Produzione energia elettrica, vapore e acqua demineralizzata.	1.321
<b>Ferrera Erbognone</b>	Strada della Corradina 29 Ferrera Erbognone (PV)	Produzione energia elettrica e vapore	1.030
<b>Ravenna</b>	Via Baiona, 107 Ravenna	Produzione energia elettrica e vapore	973
<b>Ufficio Gestione Programmazione MSD</b>	P.zza G. Donegani, 12 Ferrara	Attività di ufficio	-

Tabella 1: Centrali Enipower oggetto della presente Dichiarazione Ambientale



La sede legale di Enipower SpA e delle sue società controllate è situata in San Donato Milanese (MI) presso Piazza Vanoni 1, senza presenza di personale operativo.

Presso la Sede Direzionale di Via Maritano 26 in San Donato Milanese la gestione e manutenzione degli uffici è affidata ad Eniservizi, società del Gruppo Eni, che gestisce gli immobili per Eni e società controllate tramite contratti di mandato. Eniservizi è certificata secondo gli standard ISO 9001, ISO 14001 e ISO 45001.

L'ufficio Gestione Programmazione MSD di Ferrara è insediato all'interno della Centrale termoelettrica gestita dalla Società Enipower Ferrara Srl (S.E.F. srl), controllata di Enipower S.p.A., la quale è in possesso di certificazione ISO 14001 e registrazione EMAS.

In considerazione che presso tali siti sono svolte unicamente attività di ufficio, senza impatti ambientali apprezzabili, questi non saranno specificamente trattati in termini di prestazioni ambientali nel seguito.



## Sistema di gestione HSE

Il Sistema di Gestione Integrato Salute, Sicurezza, Ambiente ed Energia (SGI HSE) di Enipower individua le responsabilità, le procedure e gli strumenti necessari per il perseguimento dei programmi, il conseguimento degli obiettivi di miglioramento e l'ottimizzazione delle prestazioni ambientali.

L'adozione dei sistemi di gestione è finalizzata al costante miglioramento delle prestazioni individuando opportuni interventi tecnologici e gestionali per il risparmio energetico, la riduzione degli impatti sull'ambiente, la prevenzione delle malattie professionali, degli infortuni e degli incidenti sul lavoro.

L'organizzazione di ENIPOWER, oltre ad essere registrata EMAS è certificata ISO 14001:2015 e ISO 45001:2018 e 50001: 2018.

Il campo di applicazione del Sistema di Gestione Integrato comprende:

- 4 centrali termoelettriche a rischio HSE significativo e due sedi uffici a rischio HSE limitato, organizzate in 6 linee datoriali;
- produzione e fornitura di energia elettrica, vapore ad uso tecnologico, calore per teleriscaldamento e tele-raffrescamento in cogenerazione tramite gas naturale, gas di sintesi, gas di petrolchimico in regime di conto lavorazione;
- produzione e distribuzione di acque di processo;
- gli obblighi di conformità derivanti dalla normativa vigente e dai requisiti volontari sottoscritti e dalle aspettative e bisogni rilevanti delle parti interessate che scaturiscono dall'analisi di contesto e dalle valutazioni dei rischi e delle opportunità HSE;
- le attività correlate agli aspetti ambientali e di sicurezza affidate a fornitori esterni anche appartenenti al gruppo Eni, quali: gestione rifiuti, gestione immobili, attività di ingegneria, attività di coordinamento e titolo IV, qualifica fornitori, approvvigionamenti, gestione risorse umane, campionamenti e analisi di controllo matrici ambientali, valutazioni di rischio specifiche, esecuzione di audit interni.

Di seguito si riporta l'elenco delle certificazioni ottenute da Enipower.

Standard di riferimento	Nr. Certificato - registrazione	Prima emissione	Scadenza
<b>ISO 45001:2023</b>	30049	20/12/2012	08/03/2027
<b>ISO 50001:2018</b>	50080	26/07/2015	24/07/2024
<b>ISO 14001:2015</b>	29624	11/07/2012	08/03/2027
<b>EMAS Reg. CE 1221/09</b>	IT-000483	26/04/2006	14/05/2024

Tabella 2 - Certificazioni/registrazioni Enipower



## La Politica HSE

Enipower, nel pieno rispetto della legislazione vigente, delle norme e degli accordi volontari sottoscritti, e in coerenza con il Codice Etico, il Modello 231 societario, le policy Eni, e tutte le normative Eni in tema HSE, Energia e Security, opera con tutte le proprie strutture perseguendo una gestione sostenibile dei temi sociali e ambientali correlati ai servizi e prodotti di tutte le proprie aree di business.

Di seguito la politica Salute, Sicurezza, Ambiente, Energia e Incolumità Pubblica dell'azienda, revisionata in agosto 2022.

La Società, durante il Riesame della Direzione, verifica periodicamente l'adeguatezza, l'attualità e la corretta applicazione dei contenuti della presente politica in materia di salute, sicurezza, ambiente, energia e incolumità pubblica in base a:

- modifiche apportate a Policy e MSG Eni in materia di salute, sicurezza, ambiente ed incolumità pubblica;
- modifiche apportate al sistema normativo Eni e societario in materia HSE e Security;
- modifiche del corpo legislativo HSE ed energia di riferimento;
- nuove esigenze e modifiche operative;
- modifiche di standard internazionali, best practice e procedure di settore;
- eventuali risultanze da attività di audit sulle tematiche HSE ed energetiche;
- eventuali nuove esigenze/aspettative degli stakeholder emerse dall'analisi di contesto.

Gli stabilimenti operativi applicano questa politica e assicurano che sia sempre adeguata e coerente alle attività svolte.



enipower

Piazza Vanoni, 1  
20097 San Donato Milanese (MI)  
Tel. centralino: +39 02520.1  
www.enipower.it

### Politica EniPower in materia di Salute, Sicurezza, Ambiente, Energia e Incolumità Pubblica

Enipower SpA opera nell'ambito della produzione di energia elettrica e termica perseguendo una gestione sostenibile dei temi sociali e ambientali correlati ai servizi e prodotti della propria area di business, attraverso l'attenzione costante alla sicurezza e salute dei lavoratori, all'integrità degli asset, alla salvaguardia dell'ambiente, ad un utilizzo efficiente della risorsa energetica e alla tutela dell'incolumità pubblica.

La Società contribuisce ad uno sviluppo economico che soddisfi i fabbisogni delle presenti generazioni senza compromettere quelli delle generazioni future, integrando nel proprio modello di business la tutela e la valorizzazione delle persone, dell'ambiente e della società nel suo complesso e concorrendo da sempre, con le proprie competenze professionali, al benessere e al miglioramento della qualità della vita delle comunità in cui opera.

Enipower SpA si impegna a:

- gestire le attività nel pieno rispetto della legislazione vigente e delle norme e degli accordi volontari sottoscritti, garantendo gli obblighi di conformità e la valutazione di rischi e opportunità, in coerenza con il Codice Etico Eni, il Modello 231 societario, le Policy Eni e tutte le normative Eni in tema HSE, salute, energia e Security, nonché delle best practice nazionali ed internazionali;
- garantire la tutela della salute e della sicurezza dei lavoratori adottando i principi, gli standard internazionali, le soluzioni organizzative più all'avanguardia, utilizzando materie prime e chemicals a minor rischio per la salute, la sicurezza e l'ambiente per minimizzare i rischi, in un'ottica di prevenzione di incidenti, infortuni, malattie professionali e situazioni di emergenza;
- considerare la tutela della salute un requisito fondamentale e promuovere il benessere psicofisico delle proprie persone;
- garantire, utilizzando le migliori tecnologie disponibili, la tutela dell'ambiente, degli ecosistemi e della biodiversità e la prevenzione dell'inquinamento tramite la corretta gestione dei rifiuti, massimizzandone il recupero, il controllo, la riduzione progressiva ed il mantenimento ai valori minimi di scarichi liquidi, emissioni gassose, in particolare dei gas climalteranti, in relazione agli assetti di marcia e alle attività svolte;
- garantire l'impegno alle bonifiche e alle dismissioni di impianti esistenti senza arrecare danno all'ambiente;
- garantire l'utilizzo sostenibile delle risorse naturali e l'uso razionale ed efficiente dell'energia;
- assicurare l'informazione, la formazione e la sensibilizzazione del personale per una partecipazione attiva e responsabile all'attuazione dei principi di questa politica e al raggiungimento degli obiettivi;
- coinvolgere e consultare i lavoratori, anche attraverso i loro rappresentanti per la salute, la sicurezza e l'ambiente;
- comunicare con trasparenza agli stakeholder gli obiettivi e i risultati conseguiti sui temi di salute, sicurezza, ambiente, energia ed incolumità pubblica e promuovere le condizioni per stabilire una cooperazione duratura improntata a perseguire obiettivi condivisi di sviluppo sostenibile;
- avvalersi di fornitori qualificati e promuoverne lo sviluppo secondo i principi di questa politica, impegnandoli a mantenere comportamenti coerenti con essa anche quando operano al di fuori della Società;
- progettare, realizzare, modificare e mantenere gli impianti ed approvvigionare prodotti e servizi con criteri di adeguata efficienza energetica;
- effettuare verifiche, ispezioni, audit e riesami periodici del sistema per analizzare le prestazioni, i fattori di contesto, le esigenze degli stakeholder, i rischi e le opportunità, gli obiettivi, i programmi e la politica per valutarne l'efficacia e adottare le misure conseguenti per perseguire l'obiettivo del miglioramento continuo;
- porre in atto azioni per prevenire qualsiasi evento doloso o colposo che possa arrecare danno attuale o potenziale alle persone ed ai beni materiali e immateriali dell'azienda.

I principi sopra elencati, su cui si fonda la politica della Società, in un'ottica di trasparenza e collaborazione, sono comunicati all'interno dell'organizzazione e resi disponibili a tutte le parti interessate e a chiunque ne faccia richiesta.

San Donato Milanese, 31 Agosto 2022

L' Amministratore Delegato  
Rita Marino



EniPower SpA

Società per Azioni con sede legale in S. Donato Milanese – Milano  
Piazza Vanoni, 1  
Capitale Sociale euro 200.000.000 i.v.  
Registro Imprese di Milano Monza - Brianza - Lodi  
R.E.A. Milano n. 1600596  
Codice fiscale e Partita IVA n. 12958270154



## Analisi del contesto

Come da procedura aziendale, l'analisi del contesto è aggiornata su base triennale.

L'ultimo aggiornamento della valutazione è del 2022.

L'Analisi del Contesto comporta nelle sue conclusioni:

- A. una sostanziale riconferma delle questioni rilevanti presenti nella precedente versione del documento con un ampliamento ed arricchimento dei rischi ed opportunità derivanti;
- B. l'aggiunta di nuove questioni rilevanti:
  - impegno nella promozione e sviluppo della circolarità;
  - iniziative di promozione dello sviluppo locale;
  - mantenimento livelli occupazionali attraverso la valorizzazione delle competenze;
  - proseguimento del monitoraggio dell'adeguatezza degli impianti per adeguarli ai nuovi scenari macroeconomici legati alla transizione energetica, con particolare riferimento alla flessibilizzazione e riduzione dell'impronta carbonica;
  - adeguamento della corporate governance a seguito dell'inserimento di nuovi soci nella compagine azionaria;
  - ottimizzazione e integrazione delle attività legate allo sviluppo e mantenimento del Sistema di Gestione integrato (ISO 14001, ISO 45001, ISO 50001, EMAS);
  - introduzione di criteri di sostenibilità nei processi di Procurement;
  - integrazione di tutte le matrici ambientali;
  - tutela della biodiversità.

Le nuove questioni emergenti guideranno gli obiettivi e le linee di indirizzo del SGI nei prossimi anni.



## La compliance normativa

Enipower opera nel rispetto della normativa ambientale vigente applicabile alla propria realtà.

A tale scopo, l'Organizzazione si è dotata di un modello organizzativo e di un sistema normativo interno, tali da garantire l'individuazione, l'esame e l'applicazione delle disposizioni normative ed autorizzative.

Tra i principali riferimenti si indicano, in via non esaustiva:

- il Testo Unico Ambientale, D.Lgs. 152/06 del 03/04/2006 e s.m.i;
- le Autorizzazioni Integrate Ambientali delle centrali;
- le direttive europee in ambito Emission Trading System;
- le autorizzazioni ad emettere gas ad effetto serra;
- Il D. Lgs. 81/01 del 09/04/2008 e s.m.i..
- il D.P.R. 151/11 del 01/08/2011 e s.m.i., sulla prevenzione incendi;

il D. Lgs. 231/01 del 08/06/2001 e s.m.i., sulla responsabilità amministrativa delle persone giuridiche, delle società e delle associazioni.

Con particolare riferimento al D. Lgs. 231/2001, l'Organizzazione si è dotata di un modello di controllo "Modello 231" e di un "Codice Etico".

Nel corso del 2023, inoltre, non si sono verificati contenziosi ambientali nelle centrali Enipower.

Per tutto quanto sopra esposto, l'Organizzazione dichiara di essere conforme giuridicamente agli obblighi normativi ambientali cui è sottoposta.



## La sostenibilità ambientale

La Dichiarazione Ambientale conferma l'impegno della Società per il raggiungimento e il mantenimento di standard di eccellenza nella gestione degli aspetti ambientali e nello sviluppo sostenibile della propria attività.

Le modalità di lavoro di Enipower prevedono che le attività e gli investimenti coniughino i temi economici, ambientali e sociali.

Enipower ha quindi eseguito un'analisi basata sul posizionamento geografico dei siti operativi rispetto ad aree protette e ad aree importanti per la biodiversità, contenuta all'interno del documento "Analisi di esposizione a rischio biodiversità" di luglio 2019, i cui output vengono aggiornati annualmente.

L'aggiornamento effettuato nell'anno 2023 ha confermato l'assenza di sovrapposizione delle centrali Enipower con aree protette o di comprovato valore per la conservazione della Biodiversità.

Nell'ottica del miglioramento continuo e della costante attenzione alle tematiche ambientali, Enipower ha deciso di condurre uno studio di BES (Biodiversity and Ecosystem Services), basato sulle linee guida metodologiche Eni. Lo studio è stato avviato nel 2022 nell'area del sito di Ravenna; le linee guida Eni pongono come obiettivo la valutazione del rischio biodiversità delle aree protette limitrofe ai siti di interesse, nonché ad aree rilevanti per la conservazione della biodiversità e/o specie a rischio di estinzione. A fine 2022 è stato concluso lo studio documentale dell'area di analisi e delle specie presenti. Nel corso del 2023, è stato sviluppato il piano di valutazione degli impatti sulla biodiversità e sui servizi ecosistemici. Lo studio proseguirà nel 2024 con la fase di monitoraggio operativo in campo.

Prendendo in considerazione la natura e il dettaglio del contesto operativo e ambientale delle centrali, non sono previsti al momento degli interventi dell'utilizzo del suolo in relazione alla biodiversità.



## Comunicazione

Il dialogo con le diverse categorie di stakeholder – in primis istituzioni ed enti, senza tralasciare le comunità dei territori di insediamento dei siti operativi e i lavoratori stessi - è per Enipower parte integrante del proprio modello di business sostenibile. Le attese e istanze provenienti dalle diverse categorie di stakeholder sono uno dei driver presi in considerazione nei processi decisionali dell’alta direzione di Enipower.

Enipower si confronta con i propri stakeholder impegnandosi ad illustrare in modo trasparente e aperto le proprie performance, le azioni intraprese e le scelte industriali effettuate, nel breve e nel lungo periodo.

Al fine di attivare processi di ascolto e confronto e sostenere opportunità di partnership innovative, Enipower ha instaurato un modello di relazioni strutturate con le Istituzioni (nazionali e locali) e le Associazioni di settore, anche grazie all’implementazione di una nuova piattaforma digitale denominata “Stakeholder Management System”, che permette una maggiore tracciabilità delle interazioni con le parti interessate.

Gli obiettivi e i risultati conseguiti sui temi di sostenibilità sono comunicati agli stakeholder attraverso la pubblicazione annuale del Bilancio di Sostenibilità Enipower, oltre ai risultati ambientali comunicati in questa Dichiarazione Ambientale.



## La generazione di energia termoelettrica

Nei siti Enipower di Brindisi, Ravenna e Ferrera Erbognone (PV) si produce energia elettrica attraverso la tecnologia del Ciclo Combinato. Questo consiste nell'accoppiamento di un ciclo turbogas e di uno a vapore, in cui l'energia termica entrante nel ciclo a vapore è ottenuta dal recupero termico effettuato sui gas combusti scaricati dalla turbina a gas.

Con la combinazione di due cicli termodinamici – il ciclo Brayton e il ciclo Rankine – gli impianti a ciclo combinato permettono di ottimizzare il rendimento del processo termodinamico e di utilizzare il calore utile residuo per gli impieghi tecnologici dello stabilimento industriale o per il riscaldamento/raffrescamento di ambienti, conseguendo così le massime efficienze oggi raggiungibili.

Il ciclo Brayton converte l'energia termica posseduta dai gas derivanti dalla combustione del gas naturale in energia meccanica e quindi elettrica.

Nel ciclo Rankine l'energia termica residua dei gas di combustione viene ceduta all'acqua per la produzione di vapore e convertita in energia meccanica e quindi elettrica.

Presso le centrali di Enipower è stato sviluppato un articolato piano pluriennale di investimenti, caratterizzati da una significativa componente di innovazione tecnologica, finalizzati al raggiungimento del massimo livello di flessibilità produttiva ed efficienza del processo di generazione termoelettrica possibili con conseguente riduzione delle emissioni inquinanti.

La sostituzione dei bruciatori con bruciatori di tipo “VeLoNOx” su tutte le turbine a gas naturale ha consentito, a parità di condizioni operative, di ridurre i fattori di emissione di ossidi di azoto (NOx) per unità di energia prodotta. Infatti, la maggior parte degli NOx prodotti in camera di combustione sono dovuti all'elevata temperatura di fiamma. Onde limitare le emissioni, si adottano combustori Dry Low-NOx (versione VeLoNOx) che limitano tale temperatura ricorrendo ad una combustione povera di combustibile. I bruciatori a basse emissioni di azoto Dry Low-NOx sono ad oggi riconosciuti come la “migliore tecnica disponibile” (Best Available Technique) ai fini dei programmi di prevenzione e riduzione dell'inquinamento previsti dall'Unione Europea nell'ambito del programma IPPC. Essi permettono infatti di conseguire le migliori performance del settore, di poco superiori a 0,3 grammi di NOx per kWh prodotto. Il gas e l'aria premiscelati entrano in camera di combustione e vengono rallentati per permettere l'instaurarsi di un fronte di fiamma stabile. La velocità deve essere comunque superiore a quella di propagazione del fronte di fiamma onde evitare il fenomeno del flashback. Una volta assicurata una temperatura di fiamma tale da limitare la produzione di NOx, si provvede ad alimentare l'aria secondaria (o di diluizione) per raggiungere la combustione completa del combustibile.

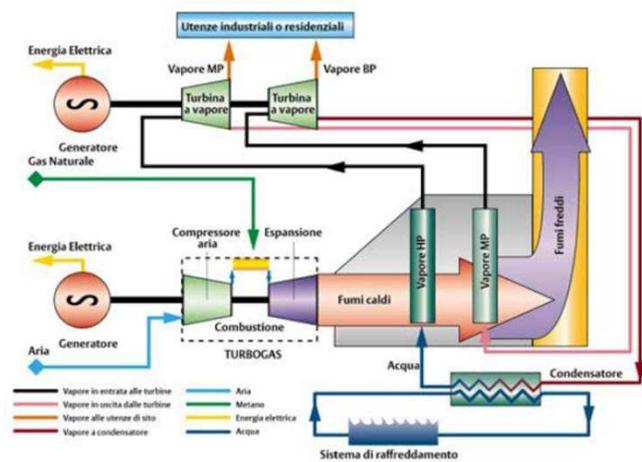


Figura 4 - Schema di impianto turbogas in ciclo combinato cogenerativo.



Inoltre, ove tecnicamente possibile, è stato installato un sistema di abbattimento del monossido di carbonio (CO) nei fumi di scarico che utilizza un catalizzatore passivo, al fine di minimizzare le quantità di tale inquinante emesse in atmosfera.

Caso a parte è quello della Centrale di cogenerazione di Bolgiano, funzionale al soddisfacimento della domanda termica ed elettrica del Centro Direzionale Eni di San Donato Milanese e di una buona parte delle utenze pubbliche e private della municipalità.

Lo Stabilimento di Bolgiano è costituito da una centrale termoelettrica, da una rete locale di distribuzione del calore (teleriscaldamento) e da una rete interna di distribuzione dell'energia elettrica.

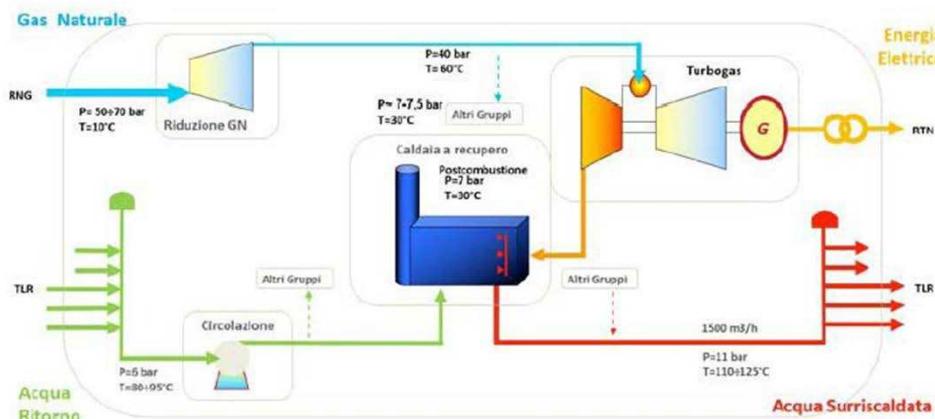


Figura 5 - Schema di processo della centrale di Bolgiano

La centrale è collegata a un metanodotto di Snam Rete Gas e produce energia da gas naturale. Gli assetti di funzionamento sono definiti per produrre esattamente la quantità di calore richiesta dalla rete locale per il riscaldamento

invernale o il raffrescamento estivo (principio del carico termico trainante). La produzione dell'energia elettrica associata a questi assetti viene utilizzata per soddisfare la domanda della rete interna. Eventuali differenze, in eccesso o in difetto, tra produzione e domanda interna sono gestite esportando o importando energia elettrica grazie al collegamento con la Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

Gli importanti traguardi ambientali sono stati raggiunti attraverso l'impiego delle nuove tecnologie di produzione installate con l'ammodernamento impiantistico, ovvero: il turbogruppo è dotato di sistema combustione Dry Low- NOx; i motori endotermici sono dotati di sistema di abbattimento catalitico selettivo (SCR) degli ossidi di azoto e del CO; le nuove caldaie sono dotate di un sistema di combustione Dry Low Emission.

Il sistema di riduzione catalitica selettiva (SCR) riduce il livello degli ossidi di azoto (NOx) nei gas di scarico provenienti dal motore grazie ad elementi catalizzatori ed agenti di riduzione (soluzione di urea al 40% in peso).

In seguito all'iniezione dell'agente di riduzione, il contenuto di ossidi di azoto viene ridotto in una serie di reazioni chimiche. La soluzione di urea viene scaricata

dall'apposito serbatoio per essere quindi trasferita, mediante la pompa d'alimentazione e attraverso l'unità di dosaggio, verso il condotto di miscelazione. Nel condotto di miscelazione la soluzione d'urea viene miscelata ai gas di scarico dando inizio alle reazioni di riduzione degli ossidi di azoto.

Inoltre, sono presenti, per entrambe le linee dei motori, dei moduli catalizzatori per l'abbattimento del CO.



## Aspetti ambientali

A seguito della pubblicazione della versione 2015 dello standard ISO 14001 e dell'allegato I (Analisi Ambientale) del Regolamento UE 1505/2017, Enipower ha aggiornato il proprio Sistema di Gestione Ambientale (SGA), dotandosi di procedure per individuare:

- il contesto organizzativo, attraverso l'identificazione e l'analisi dei fattori interni ed esterni in grado di influenzare gli esiti attesi del proprio SGA e le esigenze e le aspettative degli stakeholder rilevanti per il proprio SGA. Tali fattori risultavano già inquadrati nell'ambito delle Politiche di Sostenibilità ed esplicitati nel Report di Sostenibilità;
- gli stakeholder pertinenti per il proprio SGA per definire le loro esigenze e aspettative, determinando le relative compliance obligation;
- i rischi e le opportunità correlate agli aspetti ambientali, alle compliance obligation, ai fattori interni ed esterni ed alle esigenze ed aspettative delle parti interessate, considerando una prospettiva di ciclo di vita;
- i criteri per valutare la significatività degli aspetti ambientali, dei rischi e delle opportunità;
- i criteri per la definizione degli obiettivi HSE, la pianificazione delle azioni per il raggiungimento degli stessi (piani annuali e quadriennali HSE), la verifica dell'efficacia delle azioni messe in atto in relazione agli obiettivi prefissati e la rivalutazione dei rischi/opportunità in relazione alla evoluzione del contesto e alle modifiche tecnologiche/organizzative.

A partire dalla seconda metà del 2022 il processo di identificazione e valutazione degli aspetti ambientali viene effettuato in accordo alla nuova metodologia Eni "*Analisi degli aspetti ambientali e degli impatti/rischi per l'ambiente e l'organizzazione*" (rif. opi-hse-008-eni spa) che prevede una metodologia unificata per la valutazione degli aspetti ambientali per tutte le società dell'Eni.

Tale metodologia consente di:

- individuare i possibili rischi e le possibili opportunità per l'ambiente e/o per la società connessi a ciascun aspetto e/o impatto significativo sull'ambiente stesso correlato con le attività aziendali;
- valutare in termini quantitativi l'aspetto ambientale certo, ed il relativo eventuale impatto, il rischio per l'ambiente e il rischio per l'organizzazione in un determinato contesto, anche considerando le misure in atto (barriere) per la gestione del rischio, suddivise tra misure tecniche/tecnologiche/organizzative (es. presenza di allarmi, sistemi di monitoraggio in continuo, etc.), sistemi di controllo (es. presenza di piano di monitoraggio e piani di verifiche/audit) e misure procedurali (protocolli/procedure gestionali/istruzioni operative).

Gli aspetti ambientali vengono monitorati annualmente e valutati per la loro significatività.

Di seguito si riportano gli aspetti ambientali significativi principali (ovvero quelli che presentano un valore di rischio residuo identificato almeno come "alto" o "medio/alto") delle centrali Enipower, individuati secondo la metodologia Eni:

- A. Consumo di materie prime:
  - Depauperamento risorse naturali non rinnovabili/rinnovabili



B. Emissioni puntuali in atmosfera

- Aumento effetto serra

C. Consumo risorse idriche:

- Depauperamento risorse naturali non rinnovabili/rinnovabili

Alcuni degli aspetti ambientali sopra elencati, sono soggetti a limiti e prescrizioni normati dalla Autorizzazione Integrata Ambientale di ogni centrale, alle quali si rinvia per approfondimenti. Per il dettaglio degli aspetti ambientali significativi e relative performance si rimanda alla scheda specifica di ogni centrale.

Enipower valuta inoltre gli aspetti ambientali per la Sede Direzionale di Via Maritano 26 in San Donato Milanese presso il Centro Ricerche Eni di Bolgiano e per l'Ufficio Gestione Programmazione MSD di Ferrara, insediato all'interno della Centrale termoelettrica gestita dalla Società Enipower Ferrara Srl (S.E.F. srl, controllata di Enipower S.p.A.).

Le attività che si svolgono nelle suddette sedi consistono essenzialmente in attività di ufficio, quindi principalmente lavoro a videoterminale.

Dalla valutazione degli aspetti ambientali della Sede Direzionale Enipower e dell'Ufficio Gestione Programmazione MSD di Ferrara è emerso che nessun aspetto ambientale risulta significativo.

Nella definizione degli aspetti ambientali, degli obiettivi di miglioramento e dei relativi indicatori chiave, Enipower tiene conto dell'eventuale presenza dei Documenti di Riferimento Settoriale (DRS) previsti all'art. 46 del Regolamento EMAS. Alla data di redazione della presente Dichiarazione non sono stati ancora pubblicati DRS per il settore della produzione di energia elettrica.

Inoltre, in accordo a quanto proposto nelle linee guida ISPRA 198/2022 di maggio 2022 "*Linee guida sui documenti settoriali di riferimento per EMAS*" e in particolare del paragrafo 15 "*Alcune indicazioni sulle possibilità di utilizzo di BEMP di altri settori*", Enipower ha tenuto conto ed analizzato quanto in esse contenuto per valutare se alcune delle BEMP (Best Environmental Management Practises – Migliori Pratiche di Gestione Ambientale) provenienti da altri settori produttivi potessero eventualmente applicarsi al contesto produttivo e operativo di Enipower.

Si conferma che alla data di redazione della presente Dichiarazione Ambientale, Enipower utilizza già le migliori BEMP disponibili e rendiconta gli indicatori chiave più appropriati.



## Performance

Di seguito si riportano i principali dati aggregati e gli indici di performance (KPI) produttivi e ambientali di Enipower per il triennio 2021-2023 associati ai cicli combinati (Brindisi, Ferrera Erbognone e Ravenna), ad esclusione di quelli relativi alla centrale di Bolgiano caratterizzata da un processo produttivo diverso da quello delle altre centrali, ma che sono comunque riportati nella rispettiva sezione di dettaglio.

I dati e i singoli KPI relativi alle centrali di Bolgiano, Brindisi, Ferrera Erbognone e Ravenna sono riportati nelle sezioni di dettaglio, insieme all'analisi dei relativi andamenti e sono riferiti alle produzioni energetiche lorde.

Enipower ha analizzato e messo in pratica le raccomandazioni ISPRA contenute nel documento 197/2022 emesso ad aprile 2022 "EMAS e cambiamenti climatici". Pertanto, nei singoli allegati relativi alle varie centrali, è precisato sempre in maniera chiara come sono definiti gli indicatori, al fine di fornire un messaggio più chiaro di quale sia il dato A e il dato B richiesti dal Regolamento

Produzione	U.M.	2021	2022	2023
Energia elettrica prodotta dai cicli combinati	MWh	16.296.189	16.269.534*	15.156.819
Energia termica prodotta dai cicli combinati (equivalente exergetico)	MWheq	1.057.782	956.474	1.038.420
Energia elettrica prodotta dalla centrale di cogenerazione (Bolgiano)	MWh	250.063	235.693	234.903
Energia termica prodotta dalla centrale di cogenerazione (Bolgiano)	MWht	246.014	228.211	218.513
Consumi	U.M.	2021	2022	2023
Gas naturale (escluso Bolgiano) <sup>2</sup>	TEP	2.779.925	2.573.227	2.467.446
Syngas (Ferrera Erbognone)	TEP	0	166.493	110.423
Gas petrolchimico (Brindisi)	TEP	24.363	38.188*	37.628
Consumo specifico di combustibili (escluso Bolgiano)	TEP/GWh	160	149	153
Consumo specifico di acqua dolce (escluso Bolgiano)	m <sup>3</sup> /GWh	416*	398*	451
Vapore acquistato (solo Brindisi)	t	932.356	1.177.001	1.159.537
Emissioni	U.M.	2021	2022	2023
Emissioni di CO <sub>2</sub> totali (escluso Bolgiano)	tCO <sub>2</sub>	6.531.838	6.773.691	6.306.781

<sup>2</sup> i fattori di emissione per la centrale di Bolgiano sono riportati all'interno dell'allegato specifico



<b>Emissioni di GHG Totali (escluso Bolgiano)<sup>2</sup></b>	tCO <sub>2</sub> eq	6.569.117	6.816.936*	6.319.171
<b>Indicatore di emissione CO<sub>2</sub> (escluso Bolgiano)<sup>2</sup></b>	gCO <sub>2</sub> /kWheq	376	393	389
<b>Indicatore di emissione GHG totali (escluso Bolgiano)<sup>2</sup></b>	gCO <sub>2</sub> eq/kWheq	379	396	390
<b>Emissioni di NO<sub>x</sub> (escluso Bolgiano)<sup>2</sup></b>	tNO <sub>2</sub>	2.047	2.189	2.103
<b>Indicatore di emissione NO<sub>x</sub> per cicli combinati (escluso Bolgiano)<sup>2</sup></b>	gNO <sub>2</sub> /kWheq	0,118	0,127	0,130
<b>Emissioni di SO<sub>2</sub> (solo Ferrera Erbognone)</b>	tSO <sub>2</sub>	0 <sup>3</sup>	27	11
<b>Indicatore di emissione SO<sub>x</sub> (solo Ferrera Erbognone)</b>	gSO <sub>2</sub> /kWheq	0	0,0047	0,0022
<b>Emissioni di CO (escluso Bolgiano)<sup>2</sup></b>	tCO	740*	295	309
<b>Indicatore di emissione CO per cicli combinati (escluso Bolgiano)<sup>2</sup></b>	gCO/kWheq	0,043	0,017	0,019
<b>Rifiuti</b>	<b>U.M.</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>
<b>Rifiuti recuperati sul totale dei rifiuti conferiti</b>	%	12	91 <sup>4</sup>	88
<b>Rifiuti smaltiti sul totale dei rifiuti conferiti</b>	%	88	9 <sup>3</sup>	12
<b>Eventi ambientali significativi</b>	<b>U.M.</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>
<b>Sversamenti</b>	n.	0	0	0
<b>Sanzioni amministrative pagate nell'anno</b>	n.	0	0	0
<b>Iniziative per l'efficienza energetica<sup>5</sup></b>	<b>U.M.</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>
<b>Risparmio di combustibile derivante da progetti di energy saving<sup>6</sup></b>	TEP	15.320	15.361	17.671
<b>Risparmio aggiuntivo di combustibile effettivo misurato nell'anno (ENEA art. 7.8 D.Lgs. 102/2014)</b>	TEP	- 677	41	2.310

Tabella 3 - indicatori di performance (KPI)

\*Dati aggiornati rispetto alla precedente Dichiarazione Ambientale

<sup>3</sup> nel 2021 non è stato fornito Syngas<sup>4</sup> I dati relativi ai rifiuti recuperati ed ai rifiuti smaltiti erano stati erroneamente invertiti nella precedente Dichiarazione Ambientale<sup>5</sup> I dati relativi ai risparmi energetici dell'anno 2023 comunicati ad ENEA differiscono da quelli riportati nella Dichiarazione Ambientale per la differente metodologia di calcolo. I primi seguono il nuovo metodo di rendicontazione ENEA 2024 mentre i secondi seguono il metodo di rendicontazione ENEA 2015/2023, nonché quello utilizzato da Enipower all'interno del Sistema di Gestione dell'Energia conforme alla ISO 50001:2018.<sup>6</sup> negli anni precedenti questo indicatore era definito come "Risparmio stimato di combustibile a regime derivante da progetti di energy saving" che da quest'anno non è più monitorato in ambito energia.



## Formazione

A tutto il personale è garantita la formazione e l'informazione sulle tematiche HSE.

I corsi si svolgono secondo un piano di formazione annuale che tiene conto delle esigenze di formazione e addestramento del personale sulla base delle singole attività svolte.

Infine, sono previsti corsi di addestramento per tutte le funzioni che svolgono attività operative con implicazioni ambientali. In tabella si riporta il numero delle ore di formazione HSE erogata negli ultimi tre anni. Anche per il 2023, come per l'anno precedente, si registra un aumento delle ore di formazione erogate in contrapposizione con gli anni precedenti, viziati dagli effetti della pandemia da COVID-19.

U.M.		2021	2022	2023
<b>Totale HSE</b>	ore di formazione erogate	3.264	7.090	9.903
<b>di cui Ambiente</b>	ore di formazione erogate	446	84	263

Tabella 4 - ore di formazione erogate

## Emergenze e incidenti

Nel 2023 non si sono verificati emergenze o incidenti all'interno della sede direzionale di San Donato Milanese e l'ufficio gestione programmazione MSD di Ferrara. Per quanto eventualmente accaduto nelle centrali termoelettriche si rimanda alle relative sezioni specifiche.

## Programma ambientale

In base ai risultati conseguiti e al mutamento delle condizioni al contorno, ogni anno l'organizzazione individua gli obiettivi di miglioramento ambientale che sono recepiti nel piano quadriennale HSE.

Nella scelta degli obiettivi di miglioramento, Enipower tiene in considerazione l'analisi ambientale, dando, ove possibile, priorità ad interventi collegati ad aspetti ambientali significativi. In ragione dello stato di applicabilità delle BAT, qualora non sia possibile individuare obiettivi di miglioramento collegati ad aspetti ambientali significativi, saranno presi in considerazione sia aspetti ambientali non significativi, che misure procedurali, organizzative e formative/culturali.

Lo stato di avanzamento del Piano di Miglioramento e l'efficacia degli interventi già completati sono periodicamente verificati nel corso del Riesame della Direzione del sistema di gestione HSE

Di seguito si riporta il dettaglio a consuntivo 2021-2023 e pianificato 2024-2026 degli obiettivi ambientali.



SEDE DIREZIONALE - VIA MARITANO 26											
Obiettivi in corso											
Aspetto ambientale/ Rischio/Opportunità	Priorità	Opportunità	Intervento previsto	Risultato atteso	Anno di inserimento nel piano	Stato avanzamento			Data completamento prevista	Responsabile	Risorse
						2024	2025	2026			
						Per il 2024 non sono stati lanciati obiettivi specifici per la Sede Direzionale, mentre ne sono stati avviati su altri siti.					

SEDE DIREZIONALE - VIA MARITANO 26											
Consuntivo obiettivi triennio pregresso											
Aspetto ambientale/ Rischio/Opportunità	Priorità	Opportunità	Intervento previsto	Risultato atteso	Stato	Data completamento	Valutazione della performance/consuntivo			Responsabile	Risorse
							2021	2022	2023		
<b>Formazione sulle tematiche ambientali</b>	Alta	Miglioramento della conoscenza e consapevolezza delle persone Eni sui comportamenti virtuosi in ambito ambientale.	Corso di formazione sul tema "Riconoscere i segnali deboli ambientali"	Sensibilizzazione del personale HSE e non HSE	COMPLETATO 100%	dic-23	-	-	partecipazione di 43 lavoratori all'iniziativa formativa.	HSEQ AMBI	-
<b>Formazione sulle tematiche ambientali</b>	Alta	Miglioramento della conoscenza e consapevolezza delle persone Eni sui comportamenti virtuosi in ambito ambientale.	Partecipazione all'iniziativa environmental cultural engagement	Formazione del personale partecipante su nuove tecniche di comunicazione per trasferire nella maniera più efficace possibile la cultura ambientale	COMPLETATO 100%	ott-23	-	-	partecipazione di 5 lavoratori all'iniziativa formativa.	HSEQ AMBI	-



UFFICIO GESTIONE PROGRAMMAZIONE MSD - FERRARA											
Obiettivi in corso											
Aspetto ambientale/ Rischio/Opportunità	Priorità	Opportunità	Intervento previsto	Risultato atteso	Anno di inserimento nel piano	Stato avanzamento			Data completament o prevista	Responsabile	Risorse
						2024	2025	2026			
<b>Consumo di materie prime/efficienza dei materiali</b>	Bassa	Riduzione del consumo di carta da ufficio	Sensibilizzazione del personale e misurazione del consumo di carta negli uffici, definita come "Numero totale di fogli di carta da ufficio usati annualmente, diviso per il numero di dipendenti equivalenti a tempo pieno (FTE) e per il numero di giorni lavorativi"	Essendo il primo anno di inserimento a piano, l'obiettivo è da considerarsi come studio per la costruzione di una baseline.	2024						



BOLGIANO											
Obiettivi in corso											
Aspetto ambientale/ Rischio/Opportunità	Priorità	Opportunità	Intervento previsto	Risultato atteso	Anno di inserimento nel piano	Stato avanzamento			Data completamento prevista	Responsabile	Risorse
						2024	2025	2026			
						Per il 2024 non sono stati lanciati obiettivi specifici per la Centrale di Bolgiano, mentre ne sono stati avviati su altri siti.					



BOLGIANO											
Consuntivo obiettivi triennio progressivo											
Aspetto ambientale/ Rischio/ Opportunità	Priorità	Opportunità	Intervento previsto	Risultato atteso	Stato	Data completamento	Valutazione della performance/consuntivo			Responsabile	Risorse
							2021	2022	2023		
Consumo di materie prime	Media	Allacciamento del nuovo Centro Direzionale Eni alla rete TLR di San Donato	Posa tubazioni e gruppo misura	Risparmi indiretti di circa 300 tep pari a 700 t CO <sub>2</sub> annue.	COMPLETATO 100%  Allacciamento terminato. In attesa del completamento dei lavori da parte del proprietario dell'area per successiva rendicontazione dei benefici.	dic-21	-	Sarà possibile far partire la rendicontazione dei risparmi una volta terminati i lavori di costruzione del nuovo centro direzionale Eni.	184 tep pari a 429 t CO <sub>2</sub> . Il trasferimento del personale Eni nel nuovo Centro Direzionale Eni non è ancora avvenuto, per cui l'intervento non è ancora entrato a regime. Sono stati tuttavia avviati dei test di funzionamento degli impianti, per cui è stato possibile consuntivare i relativi risparmi indiretti	SETE	495.000 €
Consumo di materie prime	Media	Allacciamento della rete TLR di A2A Milano	Opere edili e scavi per posa tubazioni e gruppo misura	Risparmi indiretti di circa 2.300 tep pari a 5.370 t CO <sub>2</sub> annue. Il risultato atteso dipende dai rendimenti di riferimento utilizzati nella valutazione del risparmio dell'energia primaria	COMPLETATO 100%  Approvazione della variante progettuale da parte del Comune.	dic-22	-	-	721 tep pari a 1.680 t CO <sub>2</sub> . L'allacciamento è stato completato a dicembre 2022, la fornitura è iniziata nel 2023. La consuntivazione dei risparmi indicati, rispetto al valore atteso, è influenzata sia dalle condizioni climatiche eccezionalmente miti registrate nei primi mesi dell'anno 2023, che hanno comportato una minor richiesta di energia termica per riscaldamento, sia dalle richieste di calore provenienti dal Cliente, il quale non è entrato immediatamente a pieno regime.	SETE	2.300.000 €
Consumo di materie prime / Consumo di risorse energetiche	Media	Miglioramento dell'efficienza energetica mediante modifica della logica di reintegro TLR	Modifica della logica di reintegro TLR	Riduzione dei consumi energetici relativi alla pompa di reintegro serbatoi, grazie alla modifica della modalità di funzionamento, da continuo con sfioro dissipativo, a funzionamento	<b>OBIETTIVO ELIMINATO</b>  Nel corso del 2023 è stata rivista la fattibilità tecnico/economica oltre al payback time, che hanno portato alla considerazione di abbandonare l'intervento.	-	-	-	-	SETE	10.000 €



BOLGIANO											
Consuntivo obiettivi triennio progresso											
Aspetto ambientale/ Rischio/ Opportunità	Priorità	Opportunità	Intervento previsto	Risultato atteso	Stato	Data completamento	Valutazione della performance/consuntivo			Responsabile	Risorse
							2021	2022	2023		
				intermittente. Risparmio energetico superiore a 50 MWhe/anno medi							
<b>Rifiuti e sottoprodotti</b>	Bassa	Miglioramento gestione rifiuti mediante realizzazione nuovo deposito temporaneo rifiuti	Realizzazione nuovo deposito temporaneo rifiuti	Miglioramento gestione rifiuti. Realizzazione nuovo deposito temporaneo rifiuti, nella medesima area del precedente, ottimizzando l'organizzazione interna e la superficie coperta	<b>OBIETTIVO SOSPESO</b>	-	-	-	-	SETE/HSEQ	400.000 €



BRINDISI											
Obiettivi in corso											
Aspetto ambientale/ Rischio/Opportunità	Priorità	Opportunità	Intervento previsto	Risultato atteso	Anno di inserimento nel piano	Stato avanzamento			Data completamento prevista	Responsabile	Risorse
						2024	2025	2026			
Consumo di materie prime / Emissioni puntuali in atmosfera	Media	Riduzione del consumo di gas naturale e dell'effetto serra	Controllo avanzato APC reti vapore a media e bassa pressione (CTE Nord)	Risparmio previsto di 1.500 tep/anno pari a 3.501 t/anno di CO <sub>2</sub>	2024				dic-24	SETE	330 €
Consumo di materie prime / Emissioni puntuali in atmosfera	Media	Riduzione del consumo di gas naturale e dell'effetto serra	Ottimizzazione estrazione condensato e reintegro demi CC1-CC2-CC3	Risparmio previsto di 900 tep/anno pari a 2.101 t/anno di CO <sub>2</sub>	2024				dic-25	SETE	1.100.000 €
Consumo di materie prime / Emissioni puntuali in atmosfera	Media	Riduzione del consumo di gas naturale e dell'effetto serra	Recupero calore da condense CTE Nord	Risparmio previsto di 993 tep/anno pari a 2.318 t/anno di CO <sub>2</sub>	2024				dic-25	SETE	350.000 €
Consumo di materie prime / Emissioni puntuali in atmosfera	Media	Riduzione del consumo di gas naturale e dell'effetto serra	Part Load Efficiency CC1	Risparmio previsto di 2.500 tep/anno pari a 5.585 t/anno di CO <sub>2</sub>	2024				dic-25	SETE	3.760.000 €
Consumo di materie prime / Emissioni puntuali in atmosfera	Media	Riduzione del consumo di gas naturale e dell'effetto serra	Part Load Efficiency CC2	Risparmio previsto di 2.500 tep/anno pari a 5.585 t/anno di CO <sub>2</sub>	2024				dic-26	SETE	2.000.000 €
Consumo di materie prime / Emissioni puntuali in atmosfera	Media	Riduzione del consumo di gas naturale e dell'effetto serra	Part Load Efficiency CC3	Risparmio previsto di 2.500 tep/anno pari a 5.585 t/anno di CO <sub>2</sub>	2024				dic-26	SETE	2.000.000 €



BRINDISI											
Obiettivi in corso											
Aspetto ambientale/ Rischio/Opportunità	Priorità	Opportunità	Intervento previsto	Risultato atteso	Anno di inserimento nel piano	Stato avanzamento			Data completamento prevista	Responsabile	Risorse
						2024	2025	2026			
<b>Consumo di risorse idriche</b>	Media	Riduzione dei prelievi di acqua dolce	Ampliamento sistema di raccolta e trattamento acque meteoriche CTE/3	Riduzione prelievi acqua mare di 0,006 Mm <sup>3</sup> /anno	2024	60% Effettuati scavi, realizzata vasca, in corso di realizzazione i collegamenti			dic-24	SETE	1.100.000 €



BRINDISI											
Consuntivo obiettivi triennio progressivo											
Aspetto ambientale/ Rischio/Opportunità	Priorità	Opportunità	Intervento previsto	Risultato atteso	Stato	Data completamento	Valutazione della performance/consuntivo			Responsabile	Risorse
							2021	2022	2023		
<b>Consumo di risorse idriche</b>	Media	Riduzione dei prelievi di acqua dolce	Sistema di raccolta e trattamento acque meteoriche CTE Nord	Riduzione prelievi di 0,002 Mm <sup>3</sup> /anno	COMPLETATO 100%	dic-23	-	-	0,078 Mm <sup>3</sup>	SETE	1.000.000 €
<b>Consumo di materie prime / Emissioni puntuali in atmosfera</b>	Media	Riduzione del consumo di gas naturale e dell'effetto serra	Realizzazione di un generatore di vapore (B7) che consentirà di flessibilizzare l'utilizzo del CC2 e del CC3	Risparmio previsto di 72.840 tep/anno pari a 170.000 t/anno di CO <sub>2</sub>	OBIETTIVO SOSPESO A seguito di revisione del piano di investimenti, l'obiettivo è stato definitivamente sospeso per essere rimodulato con un investimento che prevederà non solo la caldaia, ma anche due generatori di vapore elettrici. L'obiettivo sarà sostituito dalla sua nuova configurazione non appena il nuovo investimento sarà definitivamente approvato.	-	-	-	-	SETE	30.000.000 €



FERRERA ERBOGNONE											
Obiettivi in corso											
Aspetto ambientale/ Rischio/Opportunità	Priorità	Opportunità	Intervento previsto	Risultato atteso	Anno di inserimento nel piano	Stato avanzamento			Data completamento prevista	Responsabile	Risorse
						2024	2025	2026			
Consumo di materie prime / Emissioni puntuali in atmosfera	Media	Riduzione del consumo di gas naturale e dell'effetto serra	Inverter pompa alimento CC3 - Syngas	Risparmio previsto di 380 tep/anno pari a 887 t/anno di CO <sub>2</sub>	Importato da precedente programma ambientale	10% Studio CESI su inverter pompa alimento CC3 completato. Studio CESI su PEC completato.			dic-26	SETE	600.000 €
Consumo di materie prime / Emissioni puntuali in atmosfera	Media	Riduzione del consumo di gas naturale e dell'effetto serra	Part Load Efficiency CC2	Risparmio previsto di 2.500 tep/anno pari a 5.585 t/anno di CO <sub>2</sub>	2024				dic-25	SETE	2.000.000 €

FERRERA ERBOGNONE											
Consuntivo obiettivi triennio progressivo											
Aspetto ambientale/ Rischio/Opportunità	Priorità	Opportunità	Intervento previsto	Risultato atteso	Stato	Data completamento	Valutazione della performance/consuntivo			Responsabile	Risorse
							2021	2022	2023		
Consumo di materie prime / Emissioni puntuali in atmosfera	Media	Riduzione del consumo di gas naturale e dell'effetto serra	Inverter torri di raffreddamento (ventilatori)	Risparmio previsto di 70 tep/anno pari a 163 t/anno di CO <sub>2</sub>	COMPLETATO 100%	dic-22	-	-	61,8 tep pari a 144 t CO <sub>2</sub>	SETE	100.000 €
Consumo di risorse idriche	Media	Riduzione dei prelievi di acqua dolce	Sostituzione sistema di trattamento delle acque destinate alle torri evaporative con nuovi sistemi di filtraggio	Riduzione prelievi di 23.000 m <sup>3</sup> /anno	COMPLETATO 100%	dic-22	-	-	24.400 m <sup>3</sup>	HSEQ	60.000 €
Consumo di materie prime / Emissioni puntuali in atmosfera	Alta	Riduzione del consumo di gas naturale e dell'effetto serra	Upgrade Turbina a gas CC1 (MXL)	Risparmio previsto di 1.028 tep/anno pari a 2.400 t/anno di CO <sub>2</sub>	COMPLETATO 100%	ago-23	-	-	1.439 tep pari a 3.353 t CO <sub>2</sub>	SETE	4.000.000 €



RAVENNA											
Obiettivi in corso											
Aspetto ambientale/ Rischio/Opportunità	Priorità	Opportunità	Intervento previsto	Risultato atteso	Anno di inserimento nel piano	Stato avanzamento			Data completamento prevista	Responsabile	Risorse
						2024	2025	2026			
<b>Consumo di risorse idriche</b>	Alta	Risparmio Idrico	Realizzare modifiche impiantistiche allo scopo di recuperare laddove possibile la risorsa acqua. In particolare lo studio si concentrerà sulla possibilità di recuperare le acque dalla vasca di raccolta acque meteoriche 40-S-004.	0,022 Mm <sup>3</sup> /anno	Importato da precedente programma ambientale	IN CORSO 5%			Posticipato da dicembre 2022 a dicembre 2025 per revisione delle priorità di intervento dovuto alla necessità di completamento degli interventi impiantistici (caldaia B600 e Peakers)	SETE	Saranno definite con lo sviluppo dell'ingegneria
<b>Consumo di risorse idriche</b>	Alta	Risparmio Idrico	Revamping impianto TAC gestito da RSI	0,4 Mm <sup>3</sup> /anno (quota parte indicativa di cui beneficerà Enipower)	Importato da precedente programma ambientale	Terminata gara d'appalto. Lavori affidati e inizio lavori civili.			Posticipato da dicembre 2024 a dicembre 2025 per consentire il completamento delle attività di procurement	REST	12.400.000 €
<b>Rumore</b>	Bassa	Riduzione Impatto acustico	Pannellatura fonoassorbente stazione riduzione CTE	Riduzione impatto acustico della stazione riduzione vapore di 3 dBA	Importato da precedente programma ambientale	IN CORSO 80%			Posticipato da dicembre 2022 a dicembre 2024 per revisione delle priorità di intervento dovuto alla necessità di completamento degli interventi impiantistici (caldaia B600)	SETE	100.000 €



RAVENNA											
Consuntivo obiettivi triennio progressivo											
Aspetto ambientale/ Rischio/Opportunità	Priorità	Opportunità	Intervento previsto	Risultato atteso	Stato	Data completamento	Valutazione della performance/consuntivo			Responsabile	Risorse
							2021	2022	2023		
<b>Consumo di materie prime / Emissioni puntuali in atmosfera</b>	Alta	Riduzione del consumo di gas naturale, dell'effetto serra e degli inquinanti in atmosfera	Nuova caldaia B600	Risparmio previsto di 64.300 tep/anno pari a 150.076 t/anno di CO <sub>2</sub> .  Risparmio previsto di 12,7 t/anno di NO <sub>x</sub> e CO.	COMPLETATO 100%	Construction terminate a settembre 2023. Entrata in esercizio caldaia febbraio 2024	-	-	-	SETE	20.000.000 €
<b>Consumo di materie prime/ Emissioni puntuali in atmosfera</b>	Media	Incremento efficienza di generazione elettrica con conseguente riduzione del consumo di gas naturale e dell'effetto serra	Upgrade tecnologico palette compressore e turbina durante Major	Risparmio previsto di 1.028 tep/anno pari a 2.400 t/anno di CO <sub>2</sub>	OBIETTIVO CANCELLATO  A seguito di revisione del piano di investimenti, l'obiettivo è stato cancellato.	-	-	-	-	SETE	3.600.000 €
<b>Consumo di materie prime / Emissioni puntuali in atmosfera</b>	Media	Riduzione del consumo di gas naturale e dell'effetto serra	Ottimizzazione estrazione condensato e reintegro demi CC1-CC2	Risparmio previsto di 600 tep/anno pari a 1.400 t/anno di CO <sub>2</sub>	OBIETTIVO SOSPESO  A seguito di revisione del piano di investimenti, l'obiettivo è al momento uscito dal perimetro temporale del piano e sarà quindi rimosso.	-	-	-	-	SETE	1.000.000 €



*Dichiarazione Ambientale 2023*

# **Allegato 1 – Centrale di Bolgiano**



## Sommario

La società e l'assetto organizzativo .....	39
Descrizione della centrale.....	39
Interventi impiantistici.....	42
Principali accadimenti ambientali .....	42
Procedimenti ambientali .....	42
Inquadramento autorizzativo.....	42
Applicazione delle BAT .....	43
Gestione degli Stakeholder.....	43
Produzione .....	45
Aspetti ambientali .....	46
Emissioni in atmosfera.....	49
Emissioni di macroinquinanti .....	49
Emissioni gas serra.....	52
Impiego di risorse naturali ed energetiche .....	56
Ciclo dell'acqua.....	56
Prelievi idrici .....	56
Scarichi idrici .....	58
Consumo di combustibili ed efficienza energetica.....	60
Rifiuti .....	63
Rumore ambientale .....	65
Amianto.....	68



## La società e l'assetto organizzativo

Nello Stabilimento di Bolgiano trovano occupazione in media 33 persone dedicate all'esercizio, alla manutenzione degli impianti e allo svolgimento di alcuni servizi a supporto della produzione. Inoltre, alcune attività, soprattutto quelle di tipo specialistico, vengono svolte da personale esterno attraverso appalti.

La struttura dello Stabilimento è suddivisa in quattro unità, alle dipendenze del Responsabile dello Stabilimento.

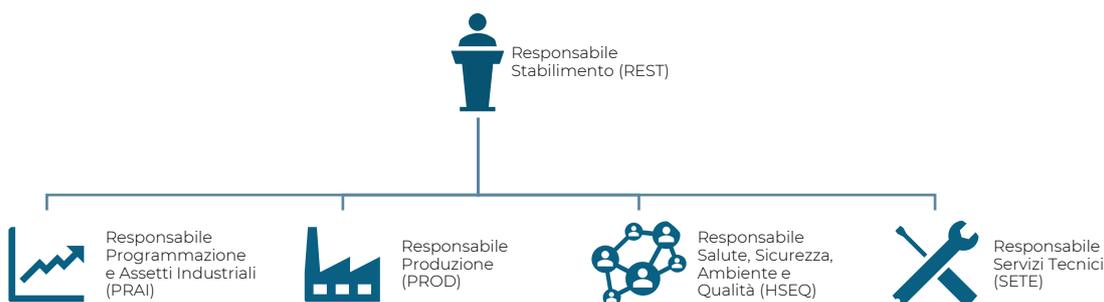


Figura 1 - Assetto organizzativo Enipower Bolgiano

## Descrizione della centrale

La centrale Enipower di Bolgiano è situata nel Comune di San Donato Milanese (MI), alla periferia del centro abitato.

Il sito è costituito da una centrale di cogenerazione e da due reti di distribuzione (termica ed elettrica) nella città di San Donato Milanese.



Figura 2 - La centrale nel territorio



Nella configurazione attuale, la Centrale è composta da:

- una turbina a gas a ciclo combinato accoppiata ad una caldaia a recupero con sezione di post-combustione;
- due motori a combustione interna a gas, ciascuno accoppiato ad una caldaia a recupero;
- tre caldaie ausiliarie a gas.

L'energia termica prodotta è distribuita attraverso una rete di teleriscaldamento ad acqua surriscaldata per il riscaldamento invernale ed il raffrescamento estivo; l'energia elettrica cogenerata viene distribuita attraverso una rete privata in Media Tensione e relative cabine MT/BT. Un'eventuale eccedenza di energia elettrica viene immessa nella Rete di Trasmissione Nazionale.

A gennaio 2020 è stato completato l'allacciamento con la rete dell'ex FEN Energia (oggi Borromeo Calore) per la fornitura di calore per il comune di Peschiera Borromeo.

A dicembre 2022 è stato completato l'allacciamento con la rete di A2A per la fornitura di calore per il comune di Milano.

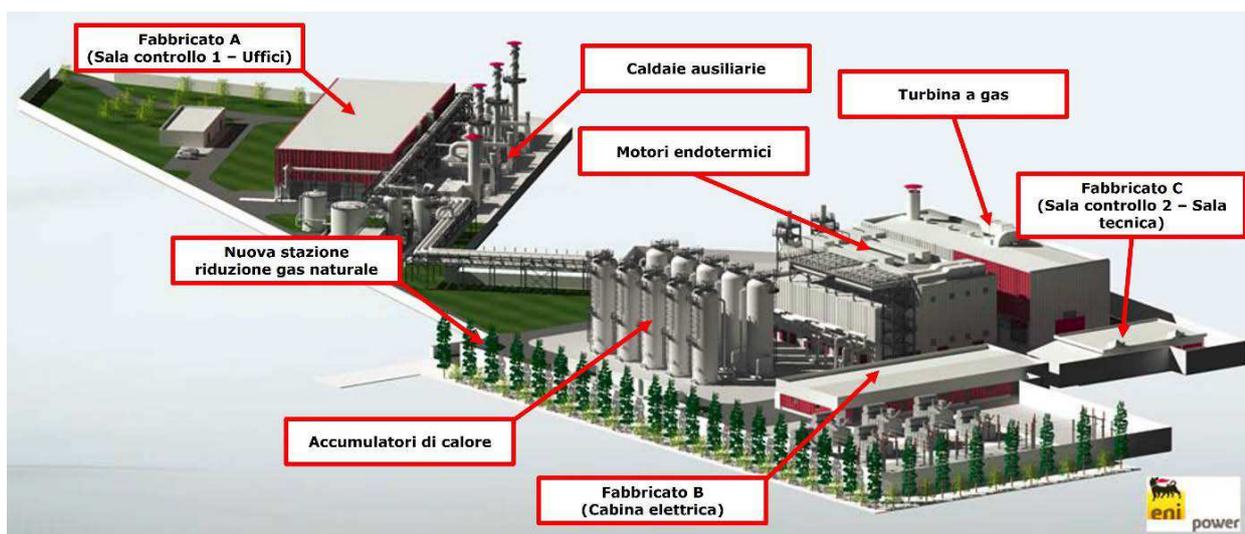


Figura 3 - la centrale nel territorio



Nella seguente immagine è riportato il flusso di massa ed energia della centrale di Bolgiano dell'anno 2023.





## Interventi impiantistici

Nel 2023, nel contesto produttivo/operativo e tecnologico sono intervenuti i seguenti cambiamenti:

- Dismissione di alcune utenze elettriche terze, non Eni

## Principali accadimenti ambientali

Nel 2023 la centrale di Bolgiano non ha vissuto eventi con dirette ricadute ambientali o emergenze.

## Procedimenti ambientali

Dall'anno 2010 è stato condiviso con gli enti di controllo e subito avviato il piano di rimozione dei Materiali Contendenti Amianto (MCA) censiti presso gli impianti di distribuzione energia termica, acqua calda e energia elettrica e relativi fabbricati.

L'obiettivo 2019 relativo alla eliminazione del rischio di dispersione fibre amianto mediante bonifica delle tratte relative a "via Piadena angolo con via Cornegliano" (14- bis) e a "via Correggio" (17-bis), è stato raggiunto, portando a termine il piano di rimozione MCA. Attualmente, sulla rete TLR sono presenti 16 m lineari di tubazione con presenza amianto in un manufatto opportunamente confinato, in quanto non accessibile per la bonifica.

Nel 2020, nel corso delle attività di pre-caratterizzazione per la demolizione della ex caldaia B04 è stata rinvenuta presenza di amianto in coibentazioni e rivestimenti interni, per un quantitativo massimo stimato pari a 8.300 kg. Le attività di rimozione, inizialmente ipotizzate per l'anno 2022, sono al momento in corso di revisione progettuale.

L'anno 2023 non è stato caratterizzato da novità in ambito autorizzativo e situazioni rilevanti ai fini del permitting ambientale.

## Inquadramento autorizzativo

La Centrale di Bolgiano è in possesso delle seguenti autorizzazioni:

- Autorizzazione Integrata Ambientale (nel seguito AIA) rilasciata con Autorizzazione Dirigenziale R.G. n. 7334/2019 del 31/10/2019
- Autorizzazione n. 150 del 13/4/2006 e successivi aggiornamenti ad emettere gas serra ai sensi della Direttiva Emission Trading System (ETS).
- CPI - pratica VVF n. 49160 rilasciata dal Comando Provinciale dei Vigili del fuoco della Provincia di Milano in data 11/10/2018 e rinnovata il 7/09/2023.



Nel corso del 2023 è stata assicurata la conformità agli obblighi normativi ambientali, compreso il rispetto delle prescrizioni riportate nell'AIA, anche mediante monitoraggi periodici svolti durante tutto l'anno.

Nel corso del 2023 è stata svolta una verifica ispettiva AIA da parte dell'ARPA Lombardia, avviata a giugno 2023 e conclusa a dicembre 2023.

## Applicazione delle BAT

Il 31 luglio 2017, la Commissione Europea ha approvato, con direttiva 2010/75/UE, le "Conclusioni sulle BAT" (acronimo di "Best Available Techniques" ovvero "Migliori Tecniche Disponibili") per i "Grandi Impianti di Combustione" (GIC, centrali con potenza termica nominale pari o superiore a 50 MW).

A seguito di questo importante aggiornamento normativo, Enipower nel corso del 2018, ha istituito un gruppo di lavoro che ha svolto una gap analysis relativamente alle BAT di settore con lo scopo di verificarne lo stato di attuazione. Ai fini dello studio sono state considerate le "conclusioni generali sulle BAT" (BAT 1÷17) e le "conclusioni sulle BAT per la combustione di gas naturale" (BAT 40÷45) elencate nell'Allegato della Decisione di Esecuzione (UE) della Commissione del 31 luglio 2017.

A seguito di tale attività si è potuto verificare che le BAT GIC risultano applicate alla Centrale di Bolgiano.

L'analisi condotta da Enipower per la valutazione dello stato di applicazione delle Conclusioni sulle BAT relative ai grandi impianti di combustione (Decisione di esecuzione della Commissione europea n. 2017/1442/UE) ha mostrato la generale conformità della centrale di Bolgiano ai requisiti delle BAT conclusions, pur rilevando potenziali criticità relative alle prestazioni in termini di efficienza energetica associati alla BAT (BAT-AEEL) per la combustione di gas naturale. Per tali prestazioni, comunque, l'autorità competente, in sede di rilascio dell'AIA, non ha ritenuto di prevedere dei limiti più restrittivi.

## Gestione degli Stakeholder

Lo strumento di riferimento per la mappatura degli stakeholder nelle realtà operative Eni è l'SMS (Stakeholder Management System), una piattaforma web-based che consente di:

- Mappare, classificare e prioritizzare gli stakeholder;
- Archiviare le interazioni rilevanti (es. minute di incontri, lettere, e-mail, ecc.) con gli stakeholder, con focus su quelle focalizzate su temi di sostenibilità;
- Tracciare le richieste di sostenibilità e le eventuali lamentele (grievances) ricevute;
- Identificare gli stakeholder rilevanti e quelli eventualmente critici, con evidenza dei temi più richiesti;
- Tracciare le azioni di Eni (inclusi i progetti per il territorio locale) in risposta alle richieste degli stakeholder;



- Geolocalizzare gli stakeholder.

Tutti i principali stakeholders esterni dello stabilimento sono stati caricati all'interno del database ottenendone una matrice di rischio in termini di rilevanza e attitudine, visibile in figura seguente.

Nel corso del 2023 gli stakeholder dello stabilimento Enipower di Bolgiano non hanno subito variazioni.



Figura 4 - Output del software SMS

Di seguito si riporta l'elenco dei principali stakeholder dello stabilimento:

- Sede Enipower;
- Direzioni e società Eni;
- Comune di San Donato Milanese;
- Città Metropolitana di Milano;
- A2A;
- Borromeo Calore;
- Contrattisti e fornitori.
- Dipendenti e relativi Rappresentanti (RLSA);

Durante il 2023 si segnala che sono state svolte delle attività legate al coinvolgimento degli stakeholder, tra le quali lo svolgimento dell'HSE Day avvenuto il 30 maggio 2023, con il coinvolgimento di dipendenti e contrattisti di Bolgiano e del management aziendale.

In generale, si osserva come nessuno stakeholder sia ritenuto con una disponibilità negativa o moderatamente negativa nei confronti dello stabilimento.



Nel periodo considerato dalla presente Dichiarazione Ambientale non ci sono stati reclami o segnalazioni da parte di stakeholder ed enti competenti in materia ambientale.

## Produzione

La produzione dello stabilimento segue le richieste di domanda termica come previsto dall'AIA.

Le attività di manutenzione programmata sulle unità di generazione per il 2023, sono state posticipate al mese di gennaio 2024. Nel 2023 non si sono registrati eventi che hanno comportato un'indisponibilità significativa dei gruppi di produzione.

Di seguito, sono indicate le produzioni dello stabilimento di Bolgiano, suddivise per tipologia per il triennio 2021-2023.

In particolare, vengono presentati gli andamenti relativi ai seguenti indicatori identificati come rappresentativi del ciclo produttivo:

**Produzione energia elettrica lorda**, con cui si intende tutta l'energia elettrica prodotta;

**Produzione energia elettrica netta**, con cui si intende l'energia elettrica prodotta, al netto degli autoconsumi;

**Produzione energia termica netta**, con cui si intende l'energia termica netta prodotta, misurata a bocca di centrale.

**Produzione totale di energia**, con cui si intende la somma degli indicatori "Produzione energia elettrica lorda" e "Produzione energia termica netta"

La seguente tabella riporta i valori degli indicatori descritti per il triennio 2021-2023, rappresentati nei due grafici successivi.

Indicatore	UdM	2021	2022	2023
<b>Produzione energia elettrica lorda</b>	MWh	250.063	235.693	234.903
<b>Produzione energia elettrica netta</b>	MWh	241.548	227.584	227.443
<b>Produzione energia termica netta</b>	MWh <sub>t</sub>	246.014	228.211	218.513
<b>Produzione totale di energia</b>	MWh	496.076	463.904	453.416

Tabella 1 - Produzione di energia

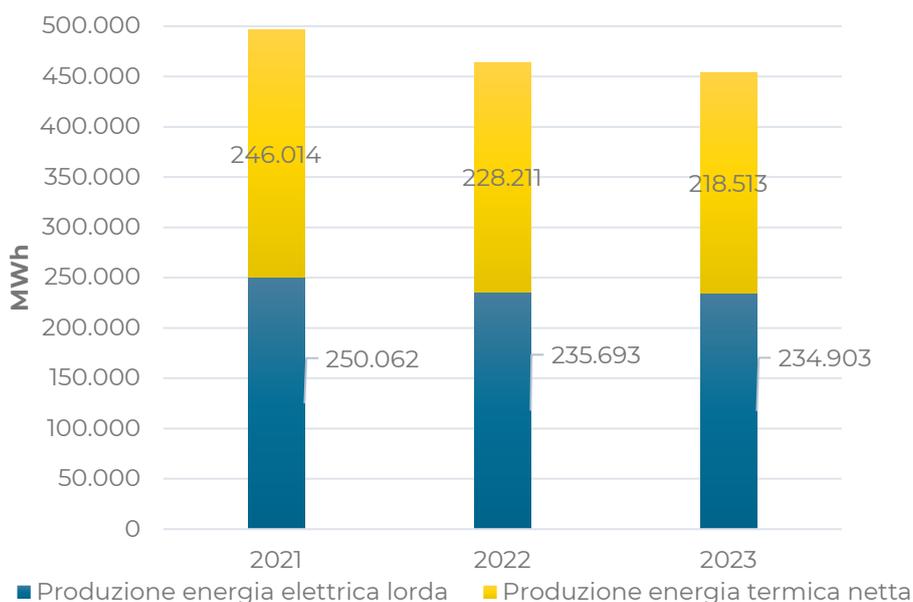


Figura 5 - Produzioni annue di energia elettrica lorda e termica netta

Si osserva un lieve calo della produzione di energia termica, nel 2023, rispetto all'anno precedente, che nemmeno l'avvio della fornitura di energia termica alla rete di A2A ha completamente compensato. Tale calo è sostanzialmente motivato dalle condizioni climatiche eccezionalmente miti registrate nei primi mesi dell'anno 2023, che hanno comportato una minor richiesta di energia termica per riscaldamento.

La produzione di energia elettrica, invece, è rimasta pressoché invariata rispetto al 2022, in quanto è aumentato, fino al 98% circa, l'indice di energia termica prodotta mediante cogenerazione, ossia con produzione associata di energia elettrica.

## Aspetti ambientali

Enipower ha effettuato un'analisi iniziale degli aspetti ambientali, pertinenti alle attività dell'organizzazione, che generano un impatto sull'ambiente.

Il documento di valutazione degli aspetti ambientali in vigore è stato emesso in data 01/12/2023 a seguito dell'avvicendamento del nuovo Datore di Lavoro e per revisione delle opportunità mappate.

Dal 2022 la valutazione degli aspetti ambientali viene effettuata in accordo alla nuova metodologia Eni "Analisi degli aspetti ambientali e degli impatti/rischi per l'ambiente e l'organizzazione" (rif. opi-hse-008-eni spa) che prevede una metodologia unificata per la valutazione degli aspetti ambientali per tutte le società dell'Eni.

Nella tabella seguente si riportano gli aspetti ambientali caratterizzanti le attività dello stabilimento di Bolgiano con la relativa valutazione del loro livello di rischio residuo.

Alcuni degli aspetti ambientali sottoelencati sono soggetti a limiti e prescrizioni normati dall'Autorizzazione Integrata Ambientale, cui si rinvia per approfondimenti.



Aspetti	Impatti/rischi	Rischio residuo
<b>Consumo di materie prime</b>	Depauperamento risorse naturali non rinnovabili/rinnovabili	alto
<b>Consumo risorse energetiche</b>	Depauperamento risorse naturali non rinnovabili/rinnovabili	basso
<b>Consumo risorse idriche</b>	Depauperamento risorse naturali non rinnovabili/rinnovabili	basso
<b>Emissioni puntuali in atmosfera</b>	Inquinamento atmosferico	medio
	Aumento effetto Serra	alto
<b>Emissioni in atmosfera fuggitive/diffuse</b>	Inquinamento atmosferico	basso
	Aumento effetto Serra	basso
<b>Rifiuti e sottoprodotti</b>	Inquinamento del suolo/sottosuolo	basso
<b>Effluenti liquidi/scarichi idrici</b>	Inquinamento delle acque	medio
<b>Interazioni con suolo e sottosuolo (rilasci nel terreno, uso del suolo, rilasci nel sottosuolo, ecc.)</b>	Inquinamento del suolo/sottosuolo	basso
<b>Interazioni con flora e fauna</b>	Distruzione di flora/fauna, perdita di biodiversità	medio
<b>Rumore e Vibrazioni</b>	Peggioramento del clima acustico	basso
<b>Sostanze contenenti PCB/PCT</b>	Inquinamento del suolo/sottosuolo	N/A
	Inquinamento delle acque	N/A
	Distruzione di flora/fauna, perdita biodiversità	N/A
<b>Odori</b>	Inquinamento odorigeno	basso
<b>Impatto visivo</b>	Inquinamento visivo e paesaggistico	basso
<b>Elettromagnetismo</b>	Inquinamento elettromagnetico	basso
<b>Radioattività</b>	Contaminazione radioattiva	basso
<b>Amianto</b>	Inquinamento atmosferico	basso



Aspetti	Impatti/rischi	Rischio residuo
	Danni alla salute	basso
<b>Occupazione di suolo</b>	Depauperamento risorse naturali non rinnovabili/rinnovabili	basso

Tabella 2 - Lista degli aspetti ambientali, relativo grado di impatto/rischio e rischio residuo

Nella tabella seguente si riportano le opportunità caratterizzanti le attività dello stabilimento di Bolgiano e la valutazione della loro significatività.

Aspetto ambientale	Opportunità	Significatività	Priorità di intervento
<b>Consumo di risorse idriche</b>	'Costruzione tubazione per recupero acqua da serbatoi in pressione o caldaie ed invio ad S51	Mediamente significativo	P2
<b>Rifiuti e sottoprodotti</b>	Miglioramento gestione rifiuti mediante nuovo deposito temporaneo	Non significativo	P3

Tabella 3 - Significatività aspetti ambientali e opportunità

L'approccio metodologico per determinare la priorità di intervento delle opportunità è basato sulla fattibilità e sul vantaggio che la data opportunità può portare all'organizzazione.

Il codice di priorità di intervento si interpreta nel seguente modo:

P1: ALTA (Adozione di procedure di controllo operativo e attuazione obiettivi di miglioramento)

P2: MEDIA (Adozione di procedure di controllo operativo con possibile individuazione di obiettivi di miglioramento)

P3: BASSA (Monitoraggio)

In merito agli indicatori ambientali si precisa che, rispetto a quanto previsto dall'Allegato IV del Regolamento n. 2026/2018, non sono stati definiti degli indicatori per i seguenti aspetti: produzione di rifiuti, uso del suolo in relazione alla biodiversità e consumo e produzione di energia rinnovabile.

La produzione di rifiuti non si ritiene un aspetto significativo, in quanto non è direttamente connessa al processo di produzione dell'energia elettrica e termica, ma deriva principalmente dalle attività di manutenzione.



Sull'uso del suolo in relazione alla biodiversità, quanto previsto dal regolamento 2026/2018 risulta non correlabile al processo produttivo della centrale e inoltre poco rappresentativo considerate le dimensioni ridotte della centrale, rapportate alla sua funzione strategica per il Comune di S. Donato Milanese. Più in dettaglio, l'unico dato che potrebbe essere preso in considerazione, tra quelli proposti dal regolamento, è la superficie totale impermeabilizzata, ove però tale condizione è richiesta nell'ambito dell'Autorizzazione Integrata Ambientale come strumento di protezione verso le matrici ambientali. Tutte le aree non pavimentate della centrale sono comunque destinate a verde e/o piantumante con alberi, così come anche il perimetro esterno dello stabilimento, sia per mitigazione visiva che per attenuazione dell'impatto acustico (quest'ultima, condizione imposta nell'ambito dell'AIA). L'aspetto si ritiene quindi di scarsa significatività.

Nello Stabilimento Enipower di Bolgiano non sono al momento impiegate fonti di energia rinnovabile.

Per quanto riguarda gli indici specifici riportati nei seguenti paragrafi, si precisa che questi sono calcolati considerando al denominatore (Dato B) l'indicatore "Produzione totale di energia" come definito al precedente paragrafo.

## Emissioni in atmosfera

### Emissioni di macroinquinanti

Le emissioni in atmosfera sono generate dalla combustione del gas naturale nelle unità produttive dell'impianto di cogenerazione.

Di seguito vengono presentati gli andamenti relativi ai seguenti indicatori identificati come rappresentativi delle emissioni in atmosfera:

**Emissioni di macroinquinanti: concentrazioni di CO, NO<sub>x</sub> e NH<sub>3</sub>** con cui si riportano le concentrazioni medie calcolate in funzione dei VLE autorizzati in AIA, alle condizioni di normal funzionamento.

**Emissioni di macroinquinanti: quantità di NO<sub>x</sub>**, con cui si riporta la quantità massica annua di NO<sub>x</sub> emessa. Il dato fa riferimento alle emissioni totali (regime + transitori).

**Indicatore di emissione NO<sub>x</sub>**, con cui si intende il rapporto tra l'indicatore "Quantità di NO<sub>x</sub>" e l'indicatore "Produzione totale di energia".

**Emissioni di macroinquinanti: quantità di CO**, con cui si riporta la quantità massica annua di CO emessa. Il dato fa riferimento alle emissioni totali (regime + transitori).

**Indicatore di emissione CO**, con cui si intende il rapporto tra l'indicatore "Quantità di CO" e l'indicatore "Produzione totale di energia".

Nella tabella seguente vengono riportati i VLE autorizzati in AIA confrontati con i valori massimi delle medie giornaliere e i valori delle medie annuali.



Indicatore	Impianto	UdM	2021		2022		2023		VLE mg/Nm <sup>3</sup>
			Max media giornaliera	Media annuale	Max media giornaliera	Media annuale	Max media giornaliera	Media annuale	
<b>Emissioni di macroinquinanti: concentrazione di CO e NO<sub>x</sub></b>	M21	mg/Nm <sup>3</sup> NO <sub>x</sub>	26,06	20,1	26,04	22,3	26,01	22,48	30 giornalieri 30 annuali
	M21	mg/Nm <sup>3</sup> CO	38,69	32,5	42,36	29,6	43,07	32,03	50 giornalieri 45 annuali
	M22	mg/Nm <sup>3</sup> NO <sub>x</sub>	21,84	15,2	20,83	16,4	21,59	18,10	30 giornalieri 28 annuali
	M22	mg/Nm <sup>3</sup> CO	34,34	18,3	35,48	23,3	18,99	9,78	40 giornalieri 40 annuali
	M23	mg/Nm <sup>3</sup> NO <sub>x</sub>	19,50	15,7	21,90	17,4	23,44	18,40	30 giornalieri 28 annuali
	M23	mg/Nm <sup>3</sup> CO	35,82	19,2	36,28	19,9	21,05	14,35	40 giornalieri 40 annuali
	M24	mg/Nm <sup>3</sup> NO <sub>x</sub>	72,19	68,2	70,77	63	75,23	66,15	100 giornalieri 100 annuali
	M24	mg/Nm <sup>3</sup> CO	8,76	5,4	13,31	6,6	11,72	7,58	100 giornalieri 40 annuali
	M25	mg/Nm <sup>3</sup> NO <sub>x</sub>	67,91	61,2	64,71	60,9	65,99	61,94	100 giornalieri 100 annuali
	M25	mg/Nm <sup>3</sup> CO	5,03	2,7	5,83	3,6	3,88	2,83	100 giornalieri 40 annuali
	M26	mg/Nm <sup>3</sup> NO <sub>x</sub>	76,49	60,5	72,92	63,2	67,83	55,67	100 giornalieri 100 annuali
	M26	mg/Nm <sup>3</sup> CO	8,45	4,8	11,24	3,9	13,31	7,39	100 giornalieri 40 annuali
<b>Emissioni di macroinquinanti: concentrazione di NH<sub>3</sub></b>	M22	mg/Nm <sup>3</sup> NH <sub>3</sub>	0,84	n.a.	0,78	n.a.	0,21	n.a.	2 giornalieri
	M23	mg/Nm <sup>3</sup> NH <sub>3</sub>	0,66	n.a.	0,35	n.a.	0,47	n.a.	2 giornalieri

Tabella 4 - Max Medie giornaliere e medie annuali delle concentrazioni dei macroinquinanti in CCI e CC2



Di seguito si riportano gli andamenti massici delle emissioni di CO e NO<sub>x</sub> ed NH<sub>3</sub>.

Indicatore	UdM	2021	2022	2023
<b>Emissioni di macroinquinanti: Quantità di NO<sub>x</sub></b>	t/anno	34,93	35,24	34,86
<b>Emissioni di macroinquinanti: Quantità di CO</b>	t/anno	49,79	46,31	37,43
<b>Emissioni di macroinquinanti: Quantità di NH<sub>3</sub></b>	t/anno	0,15	0,09	0,12
<b>Indicatore emissione NO<sub>x</sub></b>	g/kWh	0,070	0,076	0,077
<b>Indicatore emissione CO</b>	g/kWh	0,100	0,100	0,083

Tabella 5 Emissioni massiche dei macroinquinanti e indicatori di emissione

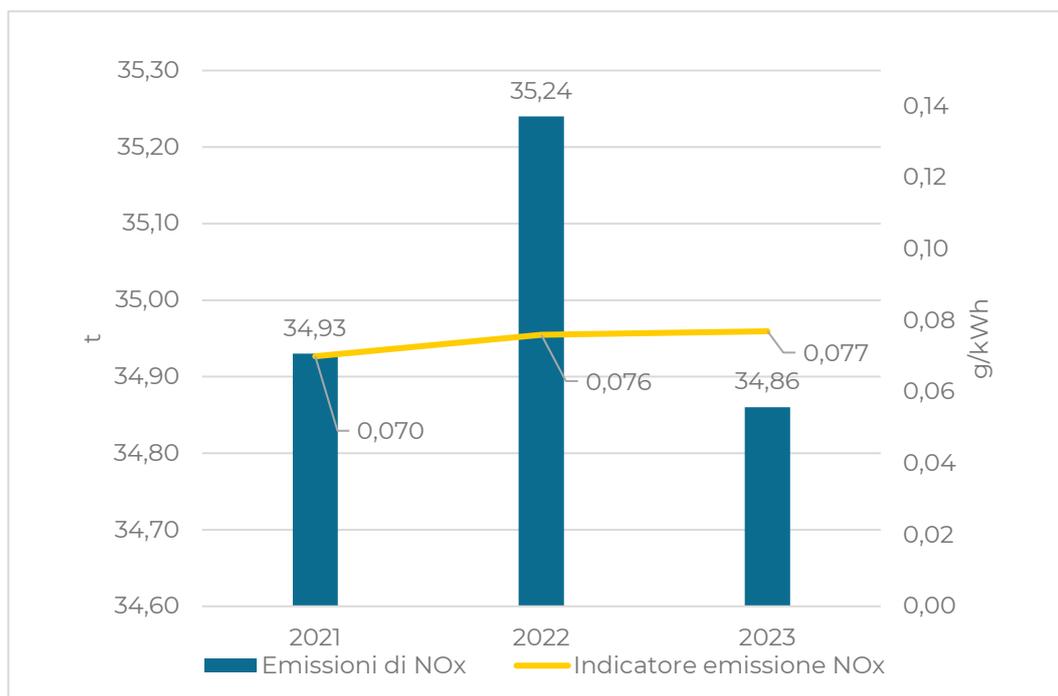


Figura 6 – Emissioni in atmosfera di NO<sub>x</sub>: quantità e indicatore di emissione

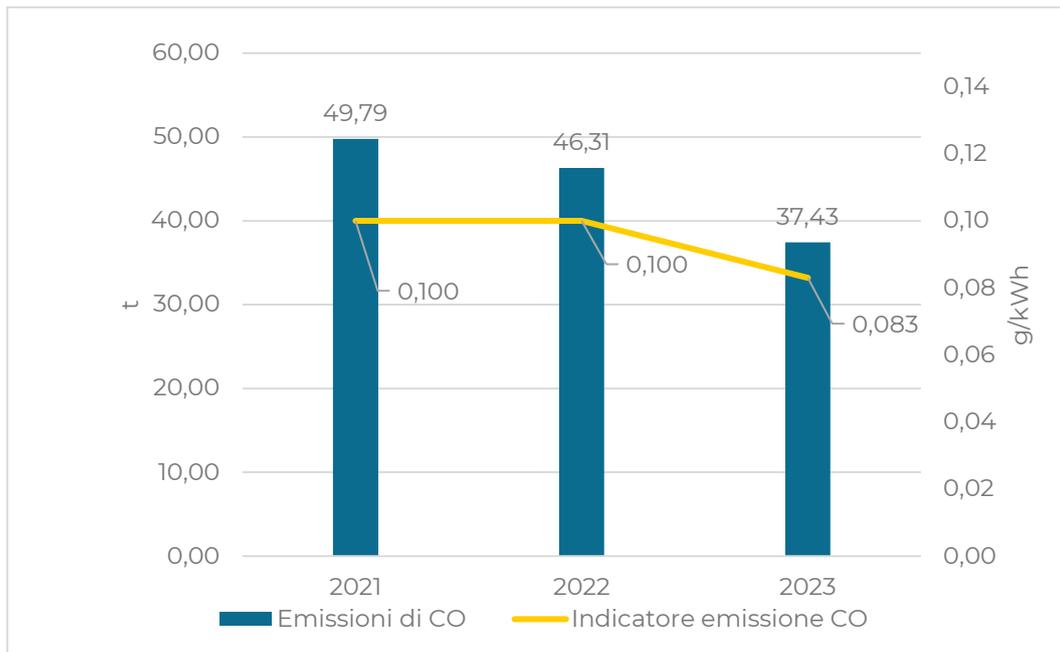


Figura 7 – Emissioni in atmosfera di CO: quantità e indicatore di emissione

Le emissioni di NO<sub>x</sub> sono pressoché invariate rispetto al biennio precedente; più nel dettaglio, risultano calate quelle della turbina ed aumentate quelle dei motori, in linea con le variazioni dei rispettivi volumi prodotti. L'indicatore di emissione, inoltre, si è mantenuto quasi identico a quello del 2022.

Di contro, le emissioni di CO hanno subito una significativa diminuzione rispetto al 2022. Nonostante l'incremento di emissioni registrato per la turbina, causato principalmente dall'aumento delle concentrazioni ai carichi elevati (aspetto sul quale sono in corso indagini), l'installazione di nuovi catalizzatori sui due motori, avvenuto nella seconda parte del 2022, ha determinato un abbassamento notevole delle loro emissioni.

La diminuzione complessiva delle emissioni di CO ha influito positivamente anche sull'indicatore di emissione.

## Emissioni gas serra

La centrale di Bolgiano è in possesso dell'autorizzazione n. 150 ad emettere gas serra ai sensi della Direttiva Emission Trading System (ETS).

Nell'ambito della partecipazione al quarto periodo di adempimento del Sistema Europeo di Emission Trading relativo allo scambio di quote di emissione di CO<sub>2</sub> ai sensi della Direttiva 2003/87/CE, la centrale di Bolgiano nel 2023 ha ottenuto, nei tempi previsti, la certificazione delle emissioni dell'anno precedente da parte dell'ente esterno di verifica.

Per il 2023 le emissioni di CO<sub>2</sub> certificate sono state 118.706 tonnellate.



Nel corso dell'anno 2023 sono state svolte, nei termini normativi, tutte le attività previste dal Regolamento UE 2019/331 della Commissione Europea relativo all'assegnazione gratuita delle quote di CO<sub>2</sub> nella IV fase (2021-2030).

Altre emissioni di gas a effetto serra, non soggette al regolamento ETS, sono riconducibili alle seguenti sostanze:

- Esafluoruro di zolfo;
- Idrofluorocarburi;
- Protossido di azoto;
- Metano.

La conversione su base equivalente di CO<sub>2</sub> utilizza i potenziali di riscaldamento globale (GWP) adottati dal 4th Assessment Report IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change - Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Reporting Instructions – in accordo al sistema normativo Eni e all'Allegato B delle LG ISPRA 197/2022.

Di seguito vengono presentati gli andamenti relativi ai seguenti indicatori identificati come rappresentativi delle emissioni di GHG:

- **Emissioni di GHG totali**, con cui si indica il quantitativo annuo di emissioni di CO<sub>2</sub> e CO<sub>2</sub> equivalente da CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O e gas fluorurati.
- **Emissioni di CO<sub>2</sub>**, con cui si indica il quantitativo annuo di emissione totale di CO<sub>2</sub> da combustione e processo, ottenuto sommando la CO<sub>2</sub> certificata (ETS) e quella proveniente da mobility.
- **Emissioni di CH<sub>4</sub>**, con cui si indica il quantitativo annuo di emissioni totali di CH<sub>4</sub>, espresse in tCO<sub>2</sub>eq/anno, e dovute a combustione e processo, fuggitive e venting.
- **Emissioni di N<sub>2</sub>O**, con cui si indica il quantitativo annuo di emissioni totali di N<sub>2</sub>O, espresse in tCO<sub>2</sub>eq/anno, e dovute a combustione e processo.
- **Emissione totale fluorurati**, con cui si indica la somma, espressa in tCO<sub>2</sub>eq/anno, delle emissioni di idrofluorocarburi ed esafluoruro di zolfo.
- **Emissioni di HFC**, con cui si indica il quantitativo annuo di emissione totale di idrofluorocarburi (espresso in kg/anno) contenuti negli impianti HVAC.
- **Emissioni di SF<sub>6</sub>**, con cui si indica il quantitativo annuo di emissione totale di esafluoruro di zolfo (espresso in kg/anno) contenuto nei commutatori elettrici.
- **Indicatore di emissione CO<sub>2</sub>**, con cui si indica il rapporto tra l'indicatore "Emissioni CO<sub>2</sub>" e l'indicatore "Produzione totale di energia".
- **Indicatore di emissione GHG**, con cui si indica il rapporto tra "Emissioni GHG totali" e l'indicatore "Produzione totale di energia".

Nella tabella, di seguito riportata, sono rappresentate le emissioni di gas serra derivanti dalle attività dello stabilimento di Bolgiano.



Indicatore		UdM	2021	2022	2023
<b>Emissioni GHG totali</b>		tCO <sub>2</sub> eq/anno	129.632	121.995	119.449
<b>Emissioni CO<sub>2</sub></b>		t/anno	128.410	120.528	118.706
<b>Emissioni CH<sub>4</sub></b>	Totali	tCO <sub>2</sub> eq/anno	572	721	664
	Da combustione e processo	tCH <sub>4</sub> /anno	2,448	2,262	2,119
	Fuggitive	tCH <sub>4</sub> /anno	0,382	0,575	0,750
	Venting	tCH <sub>4</sub> /anno	20,1	26,0	23,7
<b>Emissioni N<sub>2</sub>O</b>		tCO <sub>2</sub> eq/anno	649,8	600,5	63,2
		tN <sub>2</sub> O/anno	2,18	2,02	0,21
<b>Totale fluorurati</b>		tCO <sub>2</sub> eq	0	145,92	16,00
<b>HFC</b>		Kg/anno	0	0	3
<b>SF<sub>6</sub></b>		Kg/anno	0	6,4	0,5

Tabella 6 - Emissioni gas serra

Nel complesso, il peso della CO<sub>2</sub> equivalente di derivazione dalle 4 sostanze a effetto serra sopra citate, risulta esiguo rispetto alla CO<sub>2</sub> prodotta dalla combustione del gas naturale per la produzione di energia elettrica. Infatti, si hanno 119.449 t di CO<sub>2</sub> equivalente totale contro 118.706 t di CO<sub>2</sub> da combustione e processo.

Nell'anno 2023 le emissioni di CH<sub>4</sub> e di N<sub>2</sub>O risultano in diminuzione rispetto all'andamento degli anni precedenti. Oltre che alle condizioni operative, ciò è legato alla modifica dei fattori emissivi associati alle nuove modalità di reporting adottate

Indicatore	UdM	2021	2022	2023
<b>Indicatore emissione CO<sub>2</sub></b>	gCO <sub>2</sub> /kWh	259	260	262
<b>Indicatore emissione GHG</b>	gCO <sub>2</sub> /kWh	261	263	263

Tabella 7 - Indicatori di emissione di CO<sub>2</sub> e GHG

Nel grafico sottostante è riportata la variazione dell'indicatore emissivo di CO<sub>2</sub> e GHG, rapportati alla produzione di totale di energia nel triennio di riferimento.

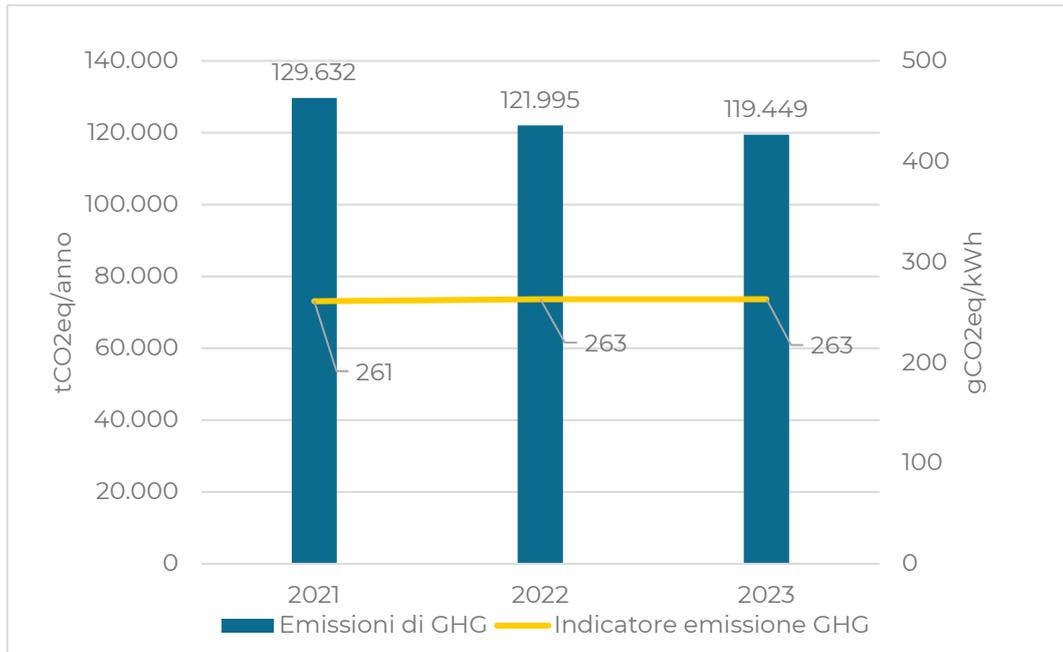


Figura 8 - Emissioni in atmosfera di GHG totali: quantità e indicatore di emissione

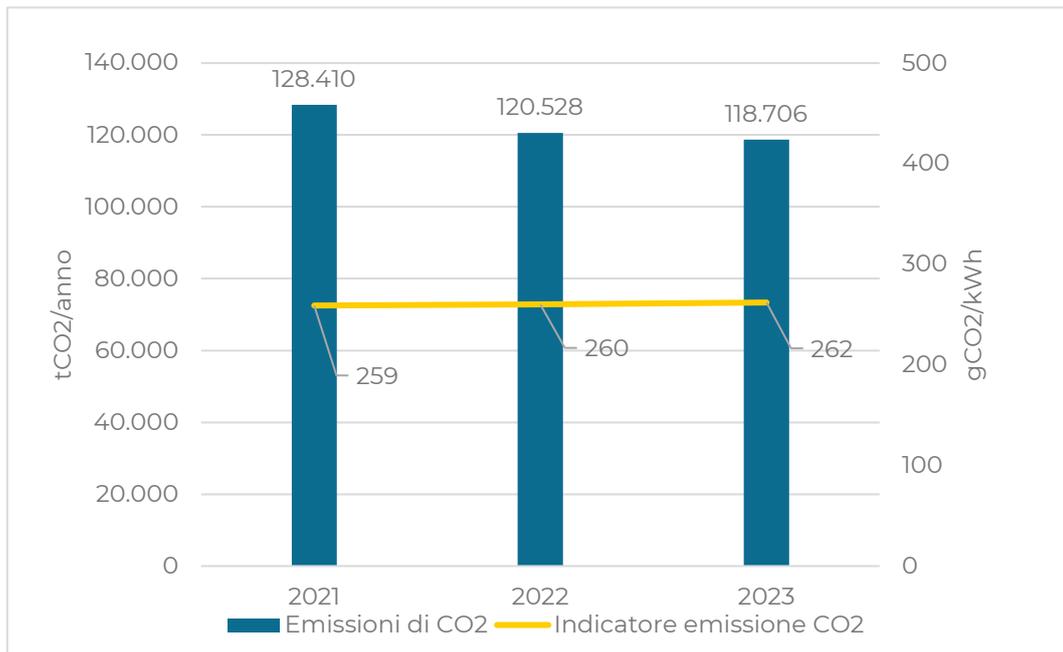


Figura 9 - Emissioni in atmosfera di CO<sub>2</sub>: quantità e indicatore di emissione

Non si notano scostamenti rispetto agli anni precedenti e comunque le variazioni sono in linea con l'andamento della produzione e degli assetti impiantistici adottati.



## Impiego di risorse naturali ed energetiche

Nel sito di Bolgiano non vi sono attività di sfruttamento del suolo, le risorse naturali impiegate sono acqua e combustibili fossili.

### Ciclo dell'acqua

#### Prelievi idrici

Lo Stabilimento utilizza le seguenti tipologie di acqua:

**Acqua potabile**, legato all'utilizzo del personale aziendale e di quello terzo che si avvale dei servizi Enipower, pertanto il valore annuo varia anche in funzione delle tipologie di interventi effettuati e quindi dalla presenza del personale di imprese terze. Questa tipologia di acqua arriva allo stabilimento, attraverso acquedotto di proprietà di terzi, fornita da Amiacque. L'acqua prelevata dall'acquedotto viene utilizzata per usi civili quali servizi igienici e docce (l'acqua calda sanitaria viene preventivamente trattata con addolcitore) e per usi di processo, come l'impianto ad osmosi inversa (alimentato prevalentemente con acqua non potabile, anche se in modalità automatica può commutare l'alimentazione dalla rete acqua potabile, qualora il sensore di rilevazione della misura del contenuto di nitrati rilevasse un valore superiore al set point preimpostato) e acque destinate ai presidi di sicurezza (es. lavaocchi, docce etc.).

**Acqua non potabile (o industriale)**, proveniente dal sottosuolo attraverso una rete di distribuzione alimentata da pozzi di proprietà di terzi (Eni Servizi) e utilizzata per:

- rete idrica antincendio;
- impianto ad osmosi inversa dedicato alla produzione di acqua demineralizzata utilizzata principalmente per: reintegri rete TLR e circuiti raffreddamento motori, sistema "Sprint" della turbina e lavaggio compressore turbina;
- raffreddamento dello spillamento (fluido di processo) utilizzato per l'analisi acqua rete teleriscaldamento, e raffreddamento del fluido di processo scarico SIP.

Il sito non preleva direttamente acqua dal sottosuolo o da acque superficiali.

Di seguito vengono presentati gli andamenti relativi ai seguenti indicatori identificati come rappresentativi dei prelievi idrici.

- **Totale acqua dolce prelevata:** indica il quantitativo totale di acqua dolce prelevata, come somma dei seguenti contributi:
  - **Acqua dolce prelevata da acquedotto o cisterna:** indica il quantitativo annuo di acqua dolce prelevata da acquedotto ad uso civile
  - **Acqua dolce prelevata da sottosuolo:** indica il quantitativo annuo di acqua non potabile prelevata dalla falda attraverso la rete pozzi gestita da Eniservizi
- **Acqua demineralizzata prodotta:** indica il quantitativo annuo di acqua demineralizzata prodotta
- **Indicatore di consumo idrico:** indica il rapporto tra l'indicatore "Totale acqua dolce prelevata" e l'indicatore "Produzione totale di energia"



Indicatore	UdM	2021	2022	2023
<b>Totale acqua dolce prelevata</b>	Mm <sup>3</sup>	0,014	0,019	0,011
<b>Acqua dolce prelevata da acquedotto o cisterna</b>	Mm <sup>3</sup>	0,00093	0,00067	0,00037
<b>Acqua dolce prelevata da sottosuolo</b>	Mm <sup>3</sup>	0,013	0,019	0,011
<b>Acqua demineralizzata prodotta</b>	Mm <sup>3</sup>	0,00690	0,01050	0,00580
<b>Indicatore di consumo idrico</b>	m <sup>3</sup> /MWh	0,028	0,041	0,025

Tabella 8 - Volumi di acqua prelevata e indicatore di consumo

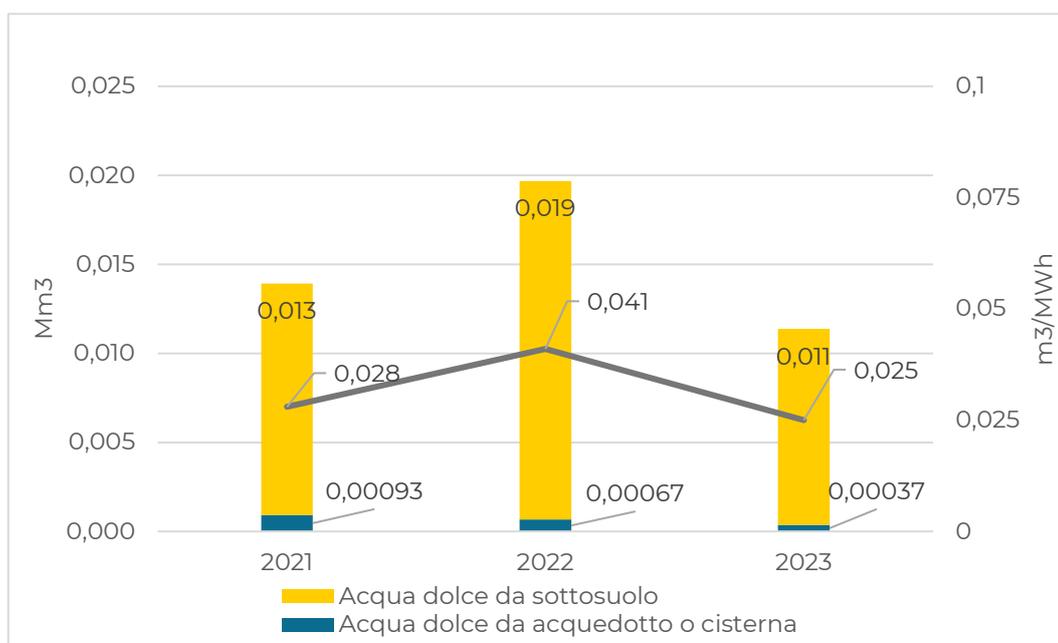


Figura 10 - Prelievi idrici di acqua dolce

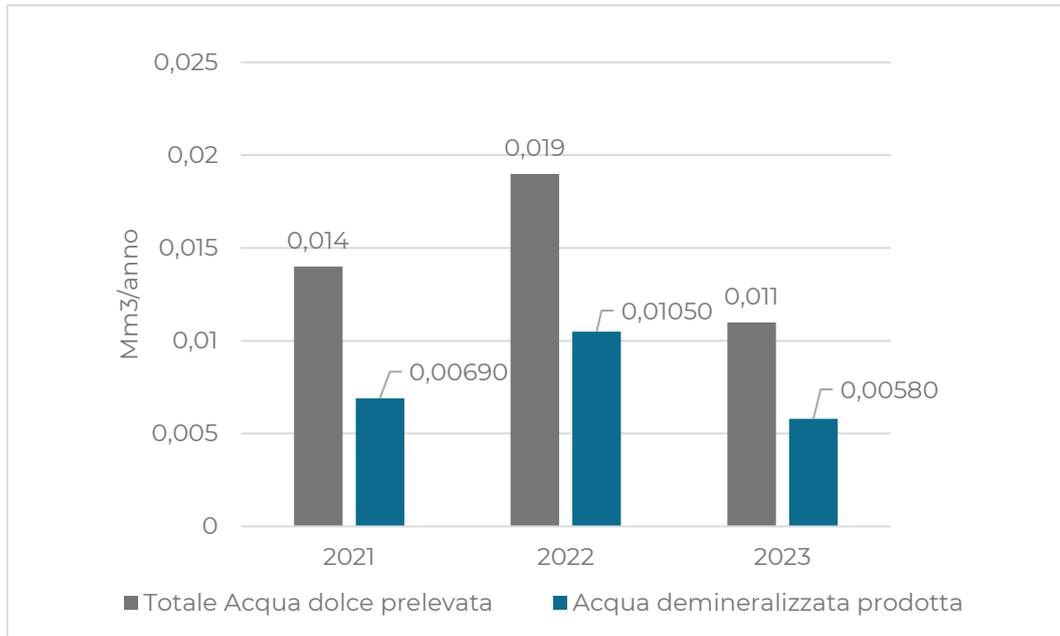


Figura 11 – Prelievi idrici totali e produzione acqua demineralizzata

I prelievi di acqua non potabile sono diminuiti nel 2023 in accordo ad una minore necessità di reintegro della rete TLR e ad una drastica riduzione dell'utilizzo del sistema Sprint della TG (legato alla diminuzione della produzione nei mesi invernali del I semestre 2023).

La riduzione dei prelievi di acqua potabile è invece legata all'utilizzo di un contatore di misura più accurato che è stato installato nei mesi di gennaio e febbraio 2023.

### Scarichi idrici

In figura 12 sono indicate le posizioni degli scarichi idrici di stabilimento.

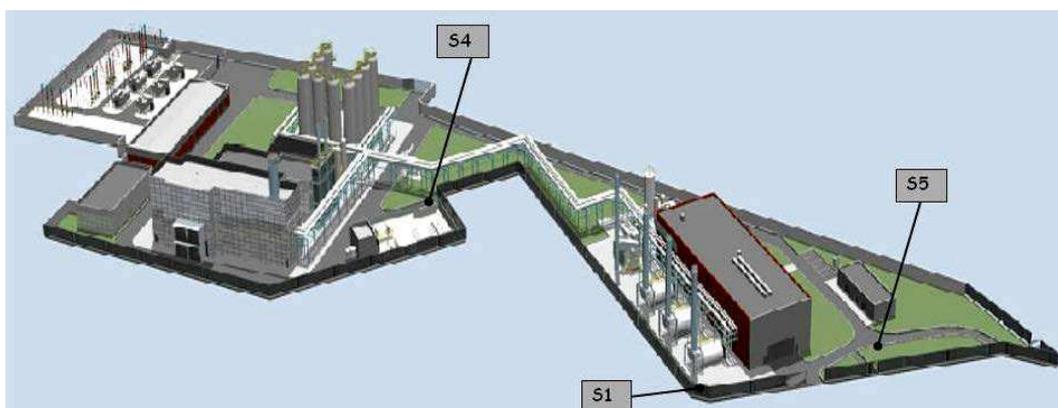


Figura 12 – Scarichi idrici di stabilimento



All'interno della centrale di cogenerazione sono presenti tre reti separate per la gestione degli scarichi idrici:

**La rete fognaria acque meteoriche** raccoglie le acque bianche di prima e seconda pioggia, provenienti dalle aree scoperte e dalle coperture degli edifici, con esclusione delle aree che prevedono presenza di acque accidentalmente oleose. Le acque raccolte raggiungono il pozzetto di scarico denominato S1M dotato di misuratore di portata;

**La rete fognaria acque di processo** raccoglie i seguenti fluidi:

- acque provenienti dagli scarichi delle caldaie;
- acque provenienti dagli scarichi derivanti dai dreni di serbatoi, vasi di espansione e scambiatori;
- acque provenienti dagli scarichi derivanti dal processo di trattamento ad osmosi;
- acque di raffreddamento.

Le acque raccolte vengono inviate al pozzetto di scarico denominato S1P. Gli scarichi S1P e S1M confluiscono nel punto di scarico S1.

**Le acque nere o acque reflue domestiche**, ovvero gli scarichi civili dello stabilimento, vengono scaricate in pubblica fognatura attraverso due punti di scarico, S4 e S5.

I due scarichi raccolgono:

- le acque reflue provenienti dai bagni
- gli scarichi provenienti dalle vasche disoleatrici

Nell'ultimo triennio, non si sono mai registrati superamenti dei valori limite allo scarico per ognuno dei parametri riportati nel piano di monitoraggio e controllo (vedi allegato tecnico dell'AIA).

Di seguito vengono presentati gli andamenti relativi ai seguenti indicatori identificati come rappresentativi degli scarichi idrici.

**Acqua dolci scaricate in fogna:** indica il quantitativo annuo di acqua dolce di origine civile scaricata in fogna.

**Acque dolci scaricate in acque superficiali:** indica il quantitativo annuo di acqua di processo e di acque meteoriche scaricate in acque superficiali

Indicatore	UdM	2021	2022	2023
<b>Acqua dolci scaricate in fogna</b>	Mm <sup>3</sup>	0,00064	0,00041	0,00039
<b>Acque dolci scaricate in acque superficiali</b>	Mm <sup>3</sup>	0,0043	0,0034	0,0058

Tabella 9 - Scarichi idrici

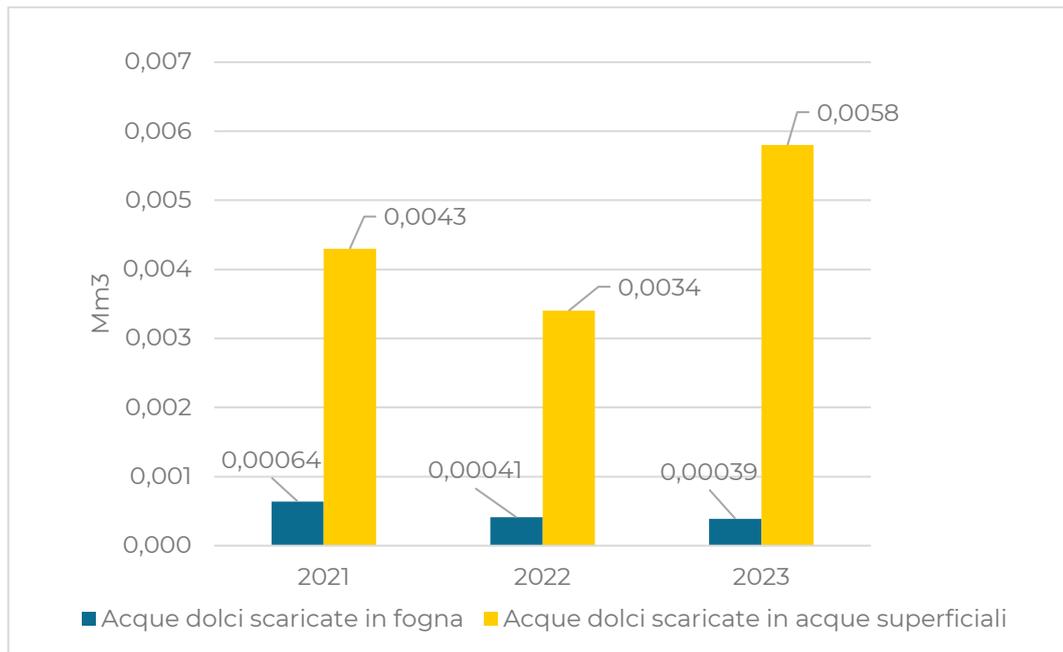


Figura 13 – Scarichi idrici

L'incremento della quantità di acqua scaricata in acque superficiali è correlato al fatto che tale valore risulta condizionato dagli andamenti meteorologici e climatici dell'anno di riferimento.

## Consumo di combustibili ed efficienza energetica

Le centrali Enipower nel mese di maggio 2023 hanno mantenuto la conformità alla norma UNI EN ISO 50001:2018 sul sistema di gestione dell'energia e sempre nel corso del 2023 è stata condotta la diagnosi energetica che non ha evidenziato ulteriori interventi rispetto a quanto già proposto nella precedente, ad eccezione degli interventi di ottimizzazione delle performance dei turbogas a carico parziale e del potenziale inserimento di impianti fotovoltaici sulle coperture degli edifici di servizio delle centrali, al fine di ridurre la quota di autoconsumo di energia prodotta da fonte fossile.

Nel presente paragrafo vengono presentati gli andamenti relativi ai seguenti indicatori identificati come rappresentativi del consumo di combustibili e dell'efficienza energetica:

- **Consumo di combustibili – Gas naturale**, con cui si riporta il quantitativo annuo di gas naturale utilizzato dallo Stabilimento, espresso in Tonnellate di Petrolio Equivalenti ("TEP").
- **Consumo di combustibili – Gasolio**, con cui si riporta il quantitativo annuo di gasolio utilizzato nel gruppo elettrogeno dello Stabilimento, espresso in TEP.
- **Indicatore di consumo combustibile – Gas naturale**, con cui si intende il rapporto tra l'indicatore "Consumo di combustibili – Gas naturale" e l'indicatore "Produzione totale di energia".



- **Fuel utilization**, con cui si intende un indice di rendimento calcolato dal rapporto tra l'energia prodotta al netto degli autoconsumi (pari quindi alla somma degli indicatori "Produzione energia elettrica netta" e "Produzione energia termica") e la quantità di energia primaria introdotta. La fuel utilization equivale al rendimento di primo principio della produzione complessiva.
- **Performance cogenerazione**, con cui si riporta il rapporto tra l'energia termica prodotta con le macchine cogenerative (TG senza postcombustione e motori) e l'energia termica totale prodotta.

La tabella seguente evidenzia i consumi, mentre il grafico seguente riporta gli andamenti.

Indicatore	UdM	2021	2022	2023
<b>Consumo combustibili: Gas naturale</b>	TEP	54.889	51.298	50.382
<b>Consumo di combustibili: Gasolio</b>	TEP	0,32	0,11	0,09
<b>Indicatore di consumo combustibile</b>	TEP/MWh	0,11	0,11	0,11
<b>Fuel utilization</b>	% TG	85	84,5	84,7
	% M21	70,1	69,8	71,2
	% M22	70,0	70,6	71,1
<b>Performance cogenerazione</b>	%	93,2	97,2	97,9

Tabella 10 - Consumo di combustibili

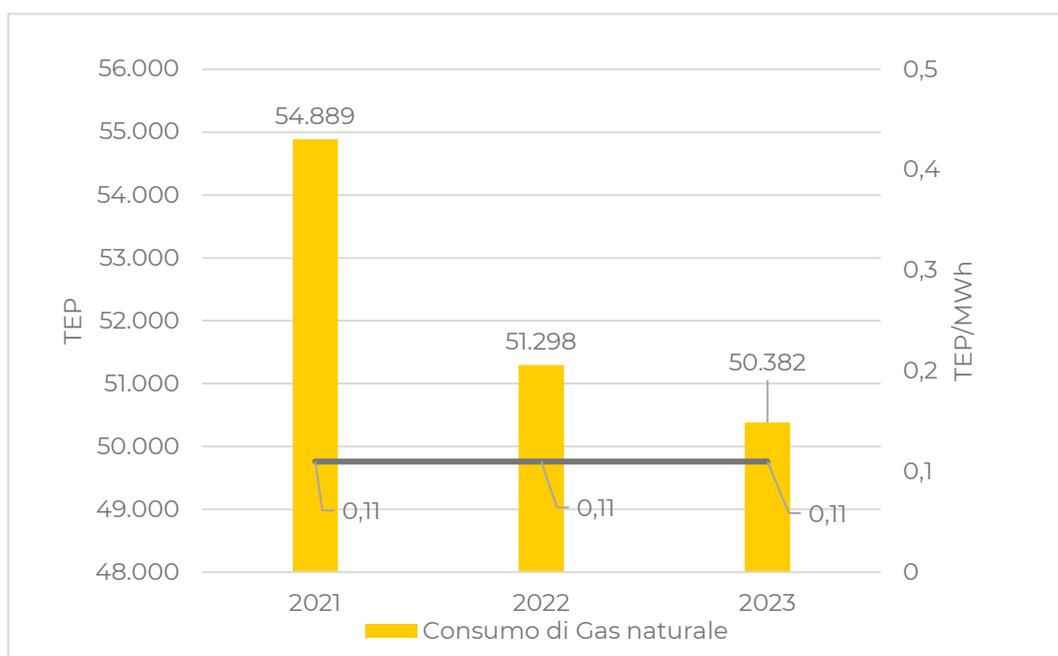


Figura 14 - Consumo di gas naturale



Il consumo di gas naturale è funzione della produzione di energia elettrica e degli assetti impiantistici, perciò il suo andamento riflette, qualitativamente, l'andamento delle produzioni di energia elettrica.

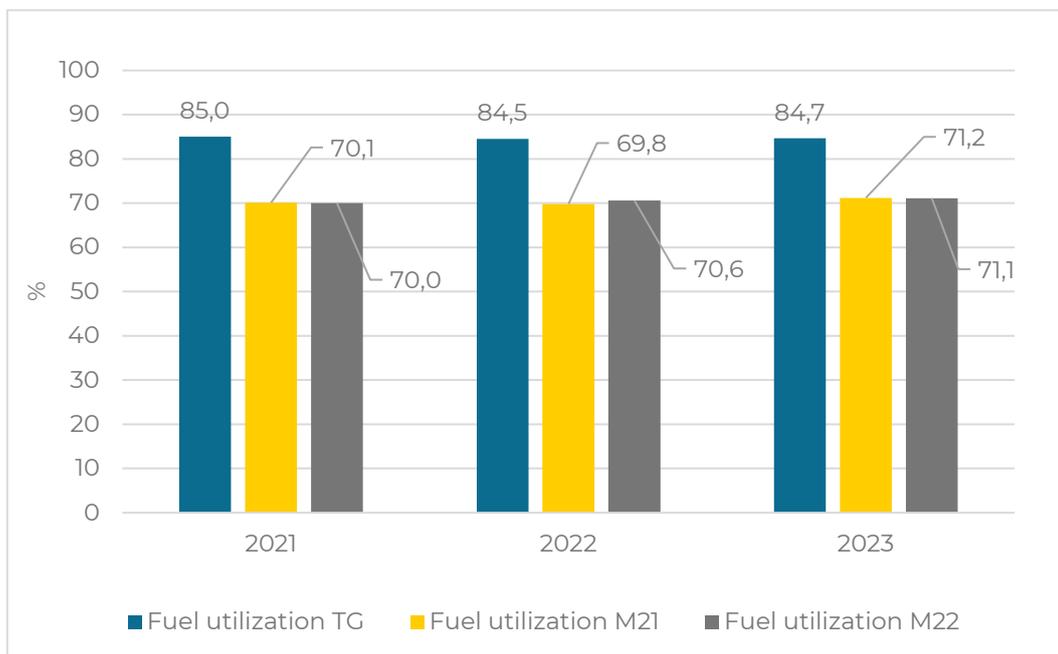


Figura 15 - Fuel utilization

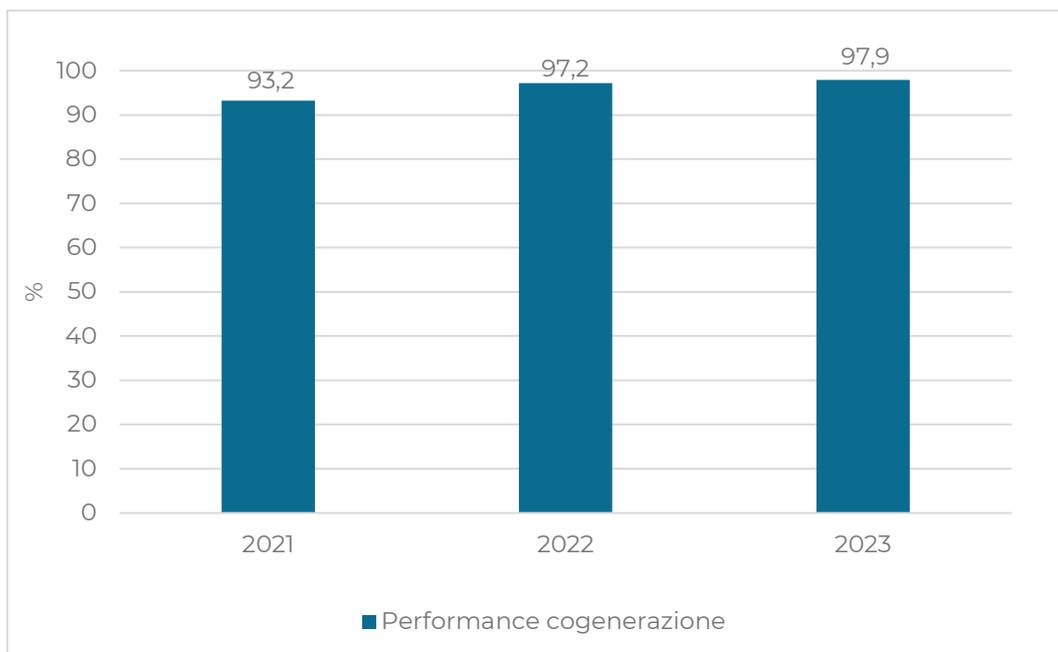


Figura 16 - Performance di cogenerazione



## Rifiuti

I rifiuti prodotti da Bolgiano sono per la maggior parte derivanti dalle attività di manutenzione effettuate, nonché investimenti/dismissioni che comportano operazioni di demolizione/costruzione presso lo stabilimento. Lo sforzo della società è quello di perseguire il più alto conferimento a recupero rispetto lo smaltimento.

Nel presente paragrafo vengono presentati gli andamenti relativi ai seguenti indicatori identificati come rappresentativi della gestione dei rifiuti:

- **Rifiuti pericolosi prodotti**, con cui si indica il quantitativo annuo di rifiuti pericolosi prodotti da attività produttiva, manutenzione/demolizione e bonifica.
- **Rifiuti non pericolosi prodotti**, con cui si indica il quantitativo annuo di rifiuti non pericolosi prodotti da attività produttiva, manutenzione/demolizione e bonifica.
- **Rifiuti recuperati**, con cui si intende un indice ottenuto dal rapporto tra i rifiuti avviati a recupero e il totale dei rifiuti conferiti nel corso dell'anno.
- **Rifiuti smaltiti**, con cui si intende un indice ottenuto dal rapporto tra i rifiuti avviati a smaltimento e il totale dei rifiuti conferiti nel corso dell'anno.

Indicatore	UdM	2021	2022	2023
<b>Rifiuti pericolosi prodotti</b>	t	22	44	31
<b>Rifiuti non pericolosi prodotti</b>	t	62	198	121
<b>Rifiuti recuperati</b>	%	27	28	28
<b>Rifiuti smaltiti</b>	%	73	72	72

Tabella 11 – produzione e gestione dei rifiuti

Nelle figure seguenti sono riportati i rifiuti prodotti nel triennio di riferimento suddivisi tra pericolosi e non pericolosi, quindi le modalità di gestione con l'indicazione di quanto conferito a smaltimento e a recupero.

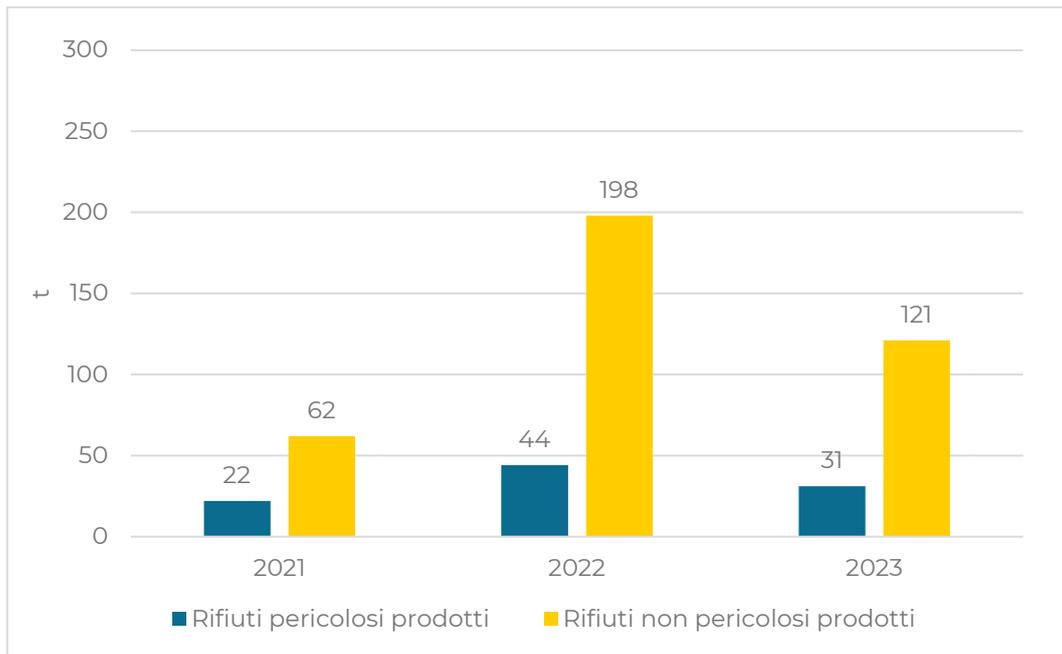


Figura 17 – Produzione rifiuti, differenziati tra pericolosi e non pericolosi

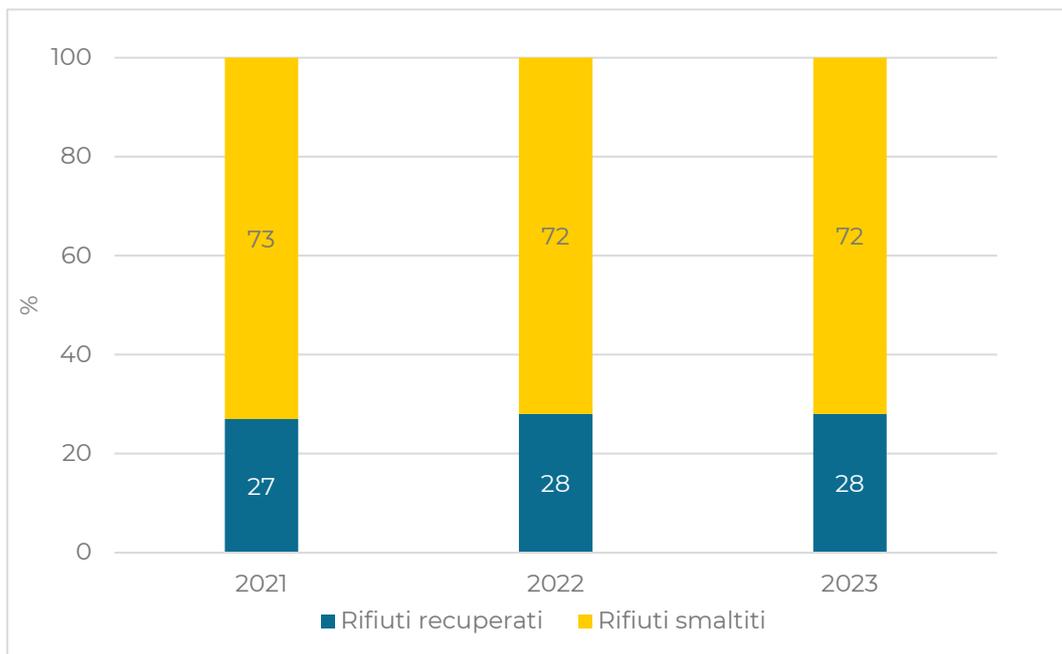


Figura 18 – Modalità di gestione dei rifiuti

Nel 2023, rispetto al 2022, si segnalano:

- Una diminuzione della produzione di rifiuti pericolosi (il 2022 ha visto lo svolgimento di attività manutentive straordinarie che hanno incrementato la produzione di rifiuti pericolosi);



- Un incremento della produzione di rifiuti non pericolosi, dovuto al maggior smaltimento di acque di lavaggio e alle attività di manutenzione;

Anche per l'anno di riferimento si registra la produzione di rifiuti da attività di bonifica o decommissioning per una coda di attività, avviata nel 2022, di demolizione delle afferenze della caldaia B04.

La percentuale di rifiuti smaltiti e recuperati (che include rifiuti da attività ordinaria e da bonifica/demolizioni) si è mantenuta costante rispetto all'anno precedente.

## Rumore ambientale

La centrale di cogenerazione è un "impianto a ciclo produttivo continuo", come definito dal DM 11 dicembre 1996.

Il progetto di ammodernamento della centrale ha previsto la realizzazione di una serie di misure di mitigazione dell'impatto acustico, finalizzate a permettere il pieno rispetto dei limiti previsti:

- fabbricati tecnici con pareti e serramenti fonoassorbenti;
- caldaie a recupero interamente inserite nei fabbricati tecnici;
- barriere fonoassorbenti su sistema di combustione caldaie a fuoco diretto.

Nel 2023 non sono state effettuate modifiche impiantistiche, pertanto resta valida la campagna di monitoraggio acustico ambientale per la verifica di conformità con i limiti vigenti, effettuata nel 2018, che aveva previsto:

- il monitoraggio al confine della centrale in marcia regolare;
- il monitoraggio presso i ricettori circostanti con Centrale in marcia regolare e con Centrale spenta per l'individuazione del rumore residuo.

Per la campagna di monitoraggio acustico ambientale con la Centrale in marcia regolare e spenta (per l'individuazione del rumore residuo), sono state utilizzate le postazioni presso i ricettori residenziali circostanti, considerati più critici, coincidenti con quelle utilizzate nelle precedenti campagne di monitoraggio acustico eseguite.

L'Amministrazione del Comune di San Donato Milanese con delibera n. 42 del 18/11/2014 ha approvato il nuovo Piano di Classificazione Acustica (PCA) del territorio comunale.

Secondo il PCA vigente l'area della centrale di cogenerazione di Bolgiano è classificata in classe V (area prevalentemente industriale), con una fascia di rispetto circostante in classe IV (Area di intensa attività umana).

I limiti acustici di immissione prescritti nel D.P.C.M. 14/11/97, fissati per le varie aree, sono rappresentati nella tabella seguente.

Classe di destinazione d'uso del territorio	Periodo diurno (6-22)	Periodo notturno (22-6)
<b>Classe I – Aree particolarmente protette</b>	50 dBA	40 dBA



Classe di destinazione d'uso del territorio	Periodo diurno (6-22)	Periodo notturno (22-6)
<b>Classe II – Aree prevalentemente residenziali</b>	55 dBA	45 dBA
<b>Classe III - Aree di tipo misto</b>	60 dBA	50 dBA
<b>Classe IV – Aree di intensa attività umana</b>	65 dBA	55 dBA
<b>Classe V – Aree prevalentemente industriali</b>	70 dBA	60 dBA
<b>Classe VI – Aree esclusivamente industriali</b>	70 dBA	70 dBA

Tabella 12 – Limiti massimi di immissione per le diverse aree

Relativamente al monitoraggio presso i ricettori esterni circostanti si evince quanto segue:

- I rilievi acustici non hanno riscontrato presenza di componenti tonali e impulsive in nessuna postazione di misura presso i ricettori confinanti. Anche nella postazione P3 in periodo notturno non sono state riscontrate componenti tonali a differenza della precedente campagna di misura eseguita nel 2015.
- Le postazioni presso i ricettori P1 – P2 – P4 – P5 sono inquinate dal traffico stradale ed aereo circostante e non risentono del rumore provocato dalla Centrale anche per effetto della distanza.
- I valori rilevati, superiori ai limiti di immissione previsti, non sono imputabili alla Centrale. Questo è riscontrabile verificando i valori rilevati vicino alla sorgente al confine della Centrale, notevolmente più bassi rispetto a quelli rilevati presso i ricettori esterni, anche a grandi distanze.
- La postazione presso il ricettore P3 “Cascina Monticello”, isolata dal traffico stradale, risente della rumorosità della Centrale per effetto della vicinanza. In tale postazione i limiti di immissione e differenziali sono rispettati.

Postazione (Classe acustica)	Rumore Ambientale Misurato Leq(A) (L90)		Limiti Assoluti di Immissione PCA San Donato		Rispetto Limite di Immissione	
	Periodo Diurno	Periodo Notturno	Periodo Diurno	Periodo Notturno	Periodo Diurno	Periodo Notturno
<b>P1 (II)</b>	58,5 (45,0)	53,0 (41,5)	55	45	SI*	SI*
<b>P2 (IV)</b>	60,5 (53,0)	54,5 (45,0)	65	55	SI	SI
<b>P3 (III)</b>	55,5 (45,0)	49,5 (44,0)	60	50	SI	SI
<b>P4 (III)</b>	62,0 (51,5)	56,0 (42,0)	60	50	SI*	SI*
<b>P5 (IV)</b>	62,5 (54,5)	56,0 (45,0)	65	55	SI*	SI*

Tabella 13 – Verifica limiti assoluti di immissione presso i ricettori circostanti



I valori rilevati al confine della Centrale sono conformi ai limiti di immissione previsti in periodo diurno ed in periodo notturno



Figura 19 – Posizione delle postazioni a confine della centrale



Postazione	Rumore Ambientale Misurato (Leq(A))	Limiti Assoluti di Immissione PCA San Donato		Rispetto Limite di Immissione	
	Periodo Diurno	Periodo Diurno	Periodo Notturno	Periodo Diurno	Periodo Notturno
C1	49.5	70	60	SI	SI
C2	49.5	70	60	SI	SI
C3	44.0	70	60	SI	SI
C4	43.5	70	60	SI	SI
C5	54.0	70	60	SI	SI
C6	54.0	70	60	SI	SI
C7	56.0	70	60	SI	SI
C8	57.0	70	60	SI	SI
C9	48.5	70	60	SI	SI
C10	45.0	70	60	SI	SI
C11	52.0	70	60	SI	SI
C12	51.0	70	60	SI	SI
C13	46.5	70	60	SI	SI
C14	47.5	70	60	SI	SI
C15	45.5	70	60	SI	SI
C16	47.5	70	60	SI	SI
C17	51.0	70	60	SI	SI
C18	54.5	70	60	SI	SI
C19	45.0	70	60	SI	SI
C20	44.0	70	60	SI	SI
C21	45.0	70	60	SI	SI
C22	45.0	70	60	SI	SI
C23	44.0	70	60	SI	SI

Figura 20 – Verifica limiti di immissione al confine di centrale

## Amianto

Sulla rete TLR sono presenti 16 m lineari di tubazione con coibente in cui è presente amianto; il manufatto è stato opportunamente confinato in quanto non accessibile per la bonifica.



Nel 2020, nel corso delle attività di pre-caratterizzazione per la demolizione della ex caldaia B04 è stata rinvenuta presenza di amianto in coibentazioni e rivestimenti interni, per un quantitativo massimo stimato pari a 8.300 kg. Le attività di rimozione, inizialmente ipotizzate per l'anno 2022, sono al momento in corso di definizione progettuale. Si prevede comunque la demolizione della caldaia, con la conseguente alienazione dell'amianto, entro l'anno 2024.

Nel presente paragrafo vengono presentati gli andamenti relativi al seguente indicatore:

- **Amianto:** indica il quantitativo di amianto presente in stabilimento

Indicatore	UdM	2021	2022	2023
Amianto	kg	8.380	8.380	8.380

Tabella 14 – Quantità di amianto presente in stabilimento



*Dichiarazione Ambientale 2023*

# **Allegato 2 – Centrale di Brindisi**



**Sommario**

La società e l'assetto organizzativo ..... 72

Descrizione della centrale..... 73

Interventi impiantistici..... 76

Principali accadimenti ambientali ..... 76

Procedimenti ambientali ..... 77

Inquadramento autorizzativo..... 77

Applicazione delle BAT ..... 78

Gestione degli Stakeholder..... 78

Produzione ..... 80

Aspetti ambientali ..... 82

Emissioni in atmosfera..... 85

    Emissioni di macroinquinanti ..... 85

    Emissioni gas serra..... 88

Impiego di risorse naturali ed energetiche ..... 91

    Ciclo dell'acqua..... 91

        Prelievi idrici ..... 91

        Acqua demineralizzata ..... 92

        Scarichi idrici ..... 94

Consumo di combustibili ed efficienza energetica ..... 96

Rifiuti ..... 99

Rumore ambientale ..... 101

Amianto..... 104



## La società e l'assetto organizzativo

Nello Stabilimento di Brindisi trovano occupazione 105 persone dedicate all'esercizio, alla manutenzione degli impianti e allo svolgimento di alcuni servizi a supporto della produzione. Inoltre, alcune attività, soprattutto quelle di tipo specialistico, vengono svolte da personale esterno attraverso appalti.

La struttura dello Stabilimento è suddivisa in quattro unità, alle dipendenze del Responsabile dello Stabilimento.



Figura 1 - Assetto organizzativo Enipower Bolgiano



## Descrizione della centrale

La centrale Enipower, inserita nel sito multisocietario di Brindisi (Figura 2), soddisfa, con le proprie produzioni, i fabbisogni energetici del sito stesso nonché parte dei consumi elettrici nazionali.

Limitatamente alle aziende operanti nel sito multisocietario di Brindisi, Enipower assicura, tramite contratti di servizio, il servizio di distribuzione di energia elettrica a livello di cabine primarie, fornisce vapore tecnologico e acqua demineralizzata.



Figura 2 – Planimetria del sito multisocietario di Brindisi

Il sistema produttivo dello Stabilimento Enipower di Brindisi è attualmente costituito da due centrali, la CTE/NORD e la CTE3 e dagli impianti di produzione di acqua demineralizzata.

### **CTE/NORD**

Si compone delle seguenti unità:

- Gruppi a contropressione GT2 e GT3 (turbine a vapore).
- Gruppi a condensazione GT1 e GT6 (turbine a vapore).

### **CTE3**

Si compone delle seguenti unità:

- N. 1 ciclo combinato alimentato a gas naturale (CCI)





Nella seguente immagine è riportato il flusso di massa ed energia della centrale di Brindisi dell'anno 2023.



(\*) Il vapore KS è prodotto nelle convettive dei forni dell'impianto cracking di Versalis (130 bar - 520°C) e utilizzato nelle turbine a vapore di Enipower per la produzione di Energia Elettrica



La Centrale è situata all'interno di un Sito di Interesse Nazionale, istituito con Legge 426/1998 e perimetrato dal ministero dell'Ambiente con DM 10 gennaio 2000. Il sito si estende per un'area pari a 11.000 ettari e comprende anche 5.500 ettari di aree marine. Si riporta di seguito la mappatura prevista dal Decreto, con l'indicazione dell'ubicazione del Petrolchimico di Brindisi.

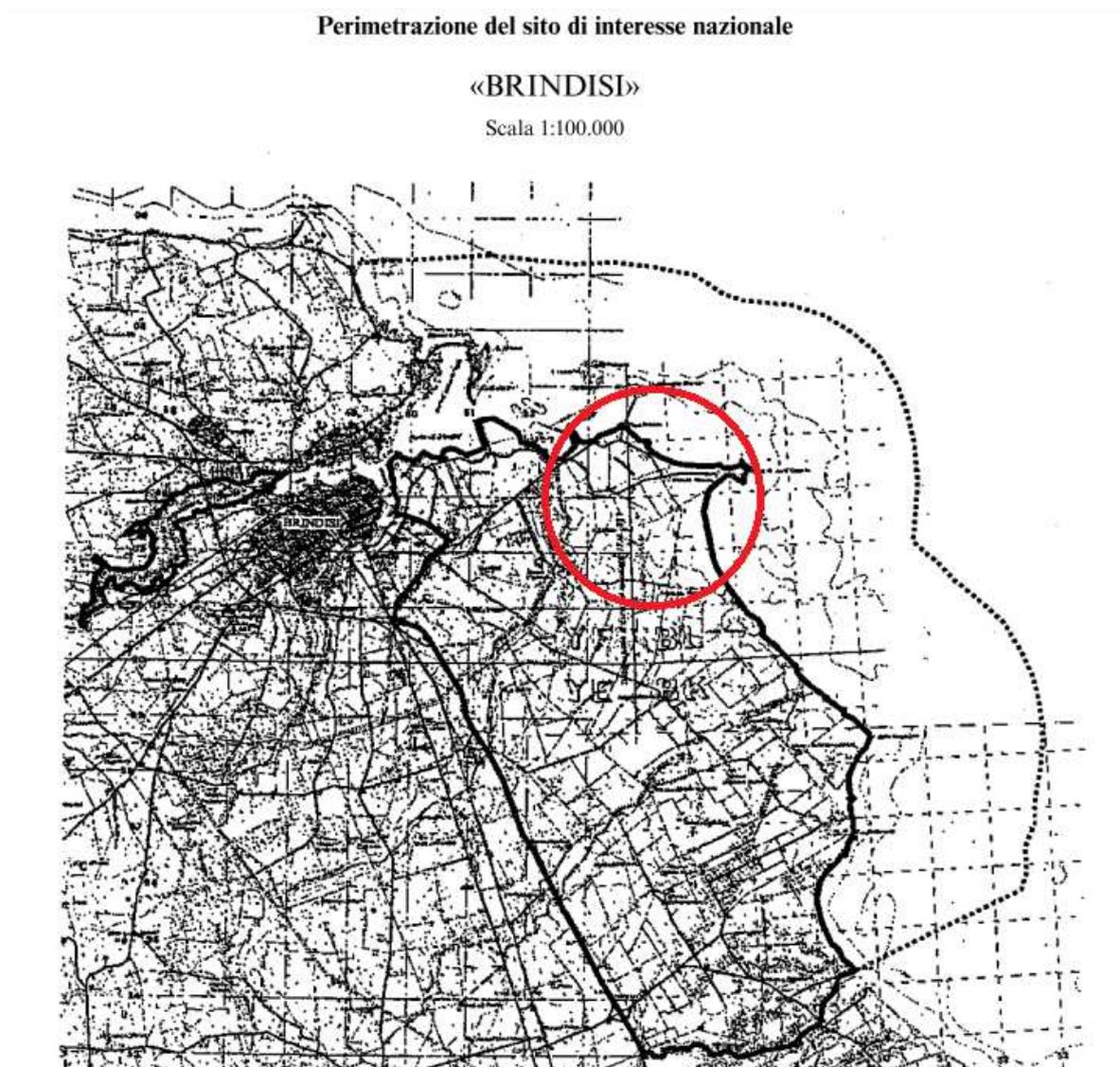


Figura 4 – Allegato 1 DM 10 gennaio 2000 Perimetrazione SIN di Brindisi

## Interventi impiantistici

Nessun intervento impiantistico nel corso del 2023.

## Principali accadimenti ambientali

Per il 2023 non si segnalano eventi ambientali di rilievo o emergenze.



## Procedimenti ambientali

Lo stabilimento Enipower di Brindisi si trova all'interno del Sito di Interesse Nazionale (SIN) di Brindisi. L'area in cui ricade lo stabilimento Enipower risulta interessata da contaminazione del suolo e della falda dovuta ad attività pregresse svolte sul sito. Per tale ragione, in qualità di proprietario dell'area, Enipower porta avanti, in accordo con gli Enti competenti e con le altre società coinsediate nel petrolchimico, le attività di bonifica e messa in sicurezza del sito per le matrici ambientali suolo e falda.

Oltre alle attività di bonifica e messa in sicurezza, Enipower ha provveduto alla rimozione delle sorgenti primarie di contaminazione, eliminando lo stoccaggio di olio combustibile mediante la demolizione dei serbatoi e della linea olio combustibile ed implementando misure tecnologiche ed organizzative per l'utilizzo dei prodotti chimici tali per cui il rischio di contaminazione delle matrici ambientali è minimo.

Per quanto concerne le acque, la contaminazione della falda del sito multisocietario di Brindisi è contenuta da un sistema di Messa in Sicurezza di Emergenza (MISE) esercito e gestito da Eni Rewind su mandato di tutte le società coinsediate e assicurato attraverso un sistema di sbarramento idraulico, che prevede monitoraggi trimestrali i cui risultati sono regolarmente comunicati al MASE.

Il progetto operativo di bonifica della falda, che prevede un potenziamento del sistema idraulico di sbarramento, è stato approvato con Decreto del MATTM prot. 0000373/STA del 13 luglio 2016 ed è attualmente in corso di realizzazione da parte di Eni Rewind.

Le attività di monitoraggio condotte nell'anno 2023 sono in accordo sia con quanto previsto dal "*Nuovo protocollo di monitoraggio del sistema di sbarramento idraulico*", di febbraio 2014, sia in riferimento al "*Piano di monitoraggio degli interventi di Bonifica della falda del sito multisocietario di Brindisi*" di giugno 2020 (approvato in sede di Tavolo Tecnico del 03/12/2021 – cfr. verbale in Nota ARPA Puglia Prot. 88179 del 17/12/2021). Le campagne di misura di CVM e Benzene, svolte da Eni Rewind nell'ambito del progetto di bonifica della falda, non hanno evidenziato alcun rilevamento.

## Inquadramento autorizzativo

Lo Stabilimento di Enipower di Brindisi è in possesso delle autorizzazioni descritte nel seguito:

- Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA), rilasciata dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, con Decreto DEC-MIN-0000005\_2021, pubblicato in Gazzetta Ufficiale il 4 febbraio 2021.
- Autorizzazione ad emettere gas serra (GHG) n. 764 del 28/12/2004 ai sensi della Direttiva Emission Trading (ETS)
- In data 28 aprile 2023 è stata trasmessa la Relazione Annuale AIA relativa al 2022, dalla quale si evince il rispetto, da parte del Gestore, di tutte le prescrizioni dell'autorizzazione vigente.



## Applicazione delle BAT

Il 31 luglio 2017, la Commissione Europea ha approvato, con direttiva 2010/75/UE, le “Conclusioni sulle BAT” (acronimo di “Best Available Techniques” ovvero “Migliori Tecniche Disponibili”) per i “Grandi Impianti di Combustione” (GIC, centrali con potenza termica nominale pari o superiore a 50 MW).

A seguito di questo importante aggiornamento normativo, Enipower nel corso del 2018, ha istituito un gruppo di lavoro che ha svolto una gap analysis relativamente alle BAT di settore con lo scopo di verificarne lo stato di attuazione. Ai fini dello studio sono state considerate le “conclusioni generali sulle BAT” (BAT 1÷17) e le “conclusioni sulle BAT per la combustione di gas naturale” (BAT 40÷45) elencate nell’Allegato della Decisione di Esecuzione (UE) della Commissione del 31 luglio 2017.

A seguito di tale attività si è potuto verificare che le BAT GIC risultano applicate alla Centrale di Brindisi.

## Gestione degli Stakeholder

Lo strumento di riferimento per la mappatura degli stakeholder nelle realtà operative Eni è l’SMS (Stakeholder Management System), una piattaforma web-based che consente di:

- Mappare, classificare e prioritizzare gli stakeholder;
- Archiviare le interazioni rilevanti (es. minute di incontri, lettere, e-mail, ecc.) con gli stakeholder, con focus su quelle focalizzate su temi di sostenibilità;
- Tracciare le richieste di sostenibilità e le eventuali lamentele (grievances) ricevute;
- Identificare gli stakeholder rilevanti e quelli eventualmente critici, con evidenza dei temi più richiesti;
- Tracciare le azioni di Eni (inclusi i progetti per il territorio locale) in risposta alle richieste degli stakeholder;
- Geolocalizzare gli stakeholder.

Tutti i principali stakeholders esterni dello stabilimento sono stati caricati all’interno del database ottenendone una matrice di rischio in termini di rilevanza e attitudine, visibile in Figura 5.

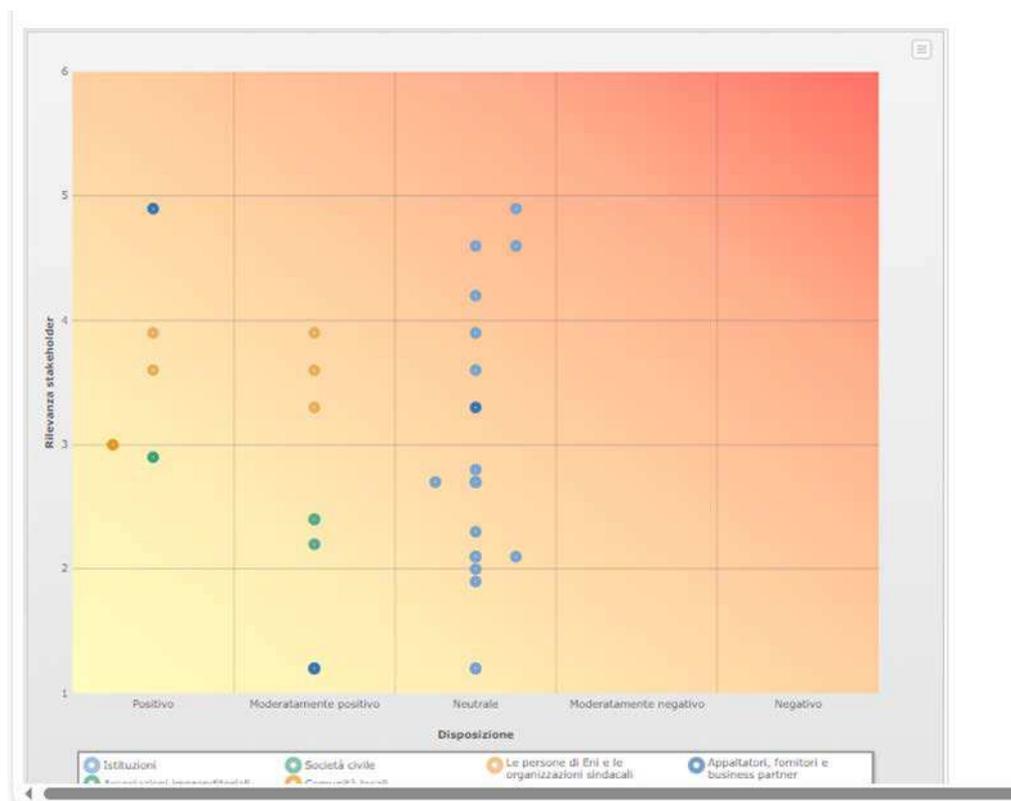


Figura 5 – Output del software SMS

Si riporta di seguito l'elenco dei principali Stakeholder e le relative interazioni occorse nell'anno:

- **MINISTERO DELL'AMBIENTE – AIA:** Il Ministero ha emesso il Decreto 005\_2021 del 7 gennaio 2021 con la nuova AIA, entrato in vigore il 4 febbraio 2021, con la pubblicazione in Gazzetta Ufficiale. La nuova AIA recepisce tutti gli aggiornamenti richiesti, inclusa l'autorizzazione all'esercizio dei nuovi bruciatori, con la rimozione del vincolo sulla percentuale di idrogeno massima nella miscela in alimentazione a CC2 e CC3. Inoltre, il Ministero ha avviato l'iter di Modifica Non Sostanziale per l'area di manutenzione e lavaggi (richiesta dallo stabilimento in seguito alla richiesta del Gruppo Ispettivo AIA).
- **MINISTERO DELL'AMBIENTE – BONIFICHE:** Nessuna interazione nel 2023.
- **REGIONE PUGLIA:** Anche nel 2023, grazie agli investimenti realizzati sulla produzione di acqua demineralizzata, i consumi di acqua di pozzo sono stati nulli.
- **PREFETTURA:** Nulla da segnalare.
- **PROVINCIA DI BRINDISI:** La convenzione per il monitoraggio marino e costiero è al momento attiva dal 2021 al 2026.
- **COMUNE DI BRINDISI:** Nulla da segnalare.
- **ARPA Puglia:** Prosegue il monitoraggio della qualità dell'aria anche grazie alle due cabine di proprietà Enipower, che non hanno registrato superamenti dei



limiti di qualità dell'aria imposti dal D.Lgs. 155/10. Nel 2021 è stata rinnovata la convenzione per la gestione delle centraline.

- ISPRA: Nessuna richiesta specifica avvenuta nel periodo esaminato.

Nel 2023 sono state gestite le prescrizioni derivanti dalla visita ispettiva di settembre 2022 (23 condizioni per il gestore), che sono state tutte risolte. Sono in corso di installazione le sonde per l'ossigeno umido, necessarie per la misura dell'umidità dei fumi.

- CAPITANERIA DI PORTO: La Capitaneria, che in passato si era sempre interfacciata con Versalis, nel 2023 ha eseguito le visite ex art. 49 del Codice della Navigazione direttamente presso le aziende coinsediate nel petrolchimico, fra cui Enipower. Nessuna criticità è emersa.
- IMPRESE APPALTATRICI: Nessuna criticità HSE da riportare
- LAVORATORI E RELATIVI RAPPRESENTANTI (RLSA: Nel 2023 è ripartita l'organizzazione del Safety and Environment Day.
- ORGANISMO DI VIGILANZA: non si rilevano criticità in merito al rapporto 2023 dell'OdV.
- AZIENDE COINSEDIATE: È stato approvato il nuovo regolamento fognario

## Produzione

Si riporta di seguito l'elenco delle fermate di manutenzione programmate effettuate nel 2023:

- Major CC2 22/01 ÷ 27/02
- Major CC1 22/09 ÷ 03/10
- Minor CC3 21/11 ÷ 02/12

Di seguito, sono indicate le produzioni dello stabilimento di Brindisi, suddivise per tipologia per il triennio 2021-2023.

In particolare, vengono presentati gli andamenti relativi ai seguenti indicatori identificati come rappresentativi del ciclo produttivo:

- **Produzione energia elettrica lorda**, con cui si intende tutta l'energia elettrica prodotta attraverso le centrali a ciclo combinato.
- **Produzione energia elettrica netta**, con cui si intende l'energia elettrica prodotta, al netto degli autoconsumi.
- **Equivalente exergetico dell'energia termica prodotta**, con cui si intende la quantità di energia elettrica che si sarebbe prodotta qualora il vapore distribuito ai clienti venisse utilizzato completamente in turbina per produrre solamente energia elettrica. Il dato di vapore considerato è al lordo degli autoconsumi.
- **Energia elettrica equivalente (produzione totale)**, con cui si intende la somma degli indicatori "Produzione energia elettrica lorda" e "Equivalente exergetico dell'energia termica prodotta".



La seguente tabella riporta i valori degli indicatori descritti per il triennio 2021-2023, rappresentati nel grafico successivii.

Indicatore	UdM	2021	2022	2023
<b>Produzione energia elettrica lorda</b>	MWh	6.903.801	6.475.027	6.094.625
<b>Produzione energia elettrica netta</b>	MWh	6.749.154	6.321.978	5.932.564
<b>Equivalente exergetico dell'energia termica prodotta (vapore di Media e Bassa Pressione)</b>	Mwheq	293.600	323.974	338.857
<b>Energia elettrica equivalente (produzione totale)</b>	Mwheq	7.197.401	6.799.001	6.433.482
<b>Vapore di Bassa Pressione (4,5 ate)</b>	t	624.911	609.004	663.630
	Mwheq	112.609	109.743	119.586
<b>Vapore di Media Pressione (20 ate)</b>	t	760.055	860.856	880.605
	Mwheq	189.254	214.353	219.271

Tabella 1 – Produzione di energia

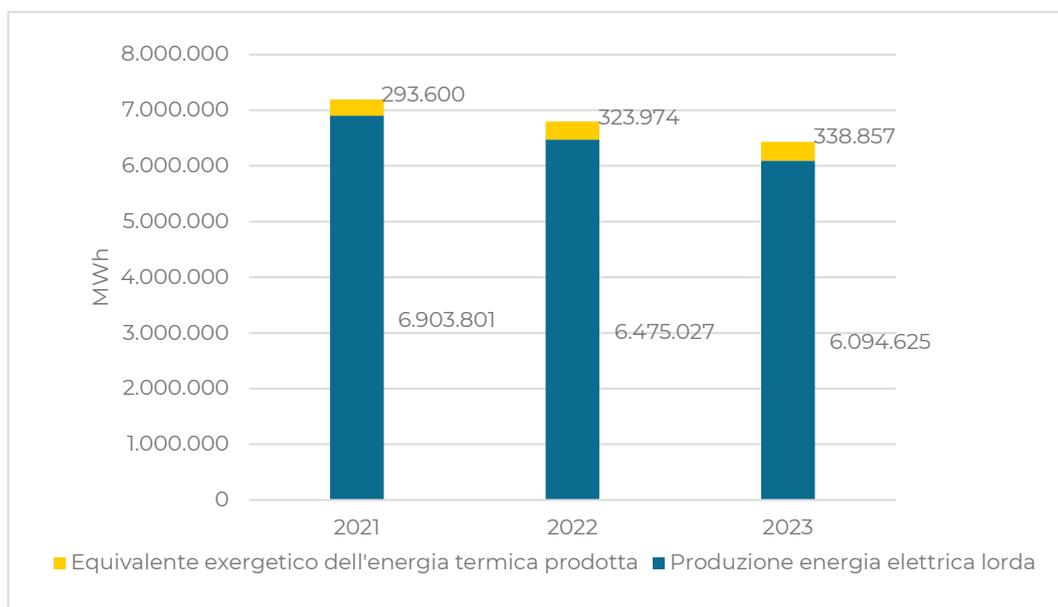


Figura 6 – Produzioni annue di energia elettrica lorda ed equivalente exergetico dell'energia termica prodotta



## Aspetti ambientali

Enipower ha effettuato un'analisi iniziale degli aspetti ambientali, pertinenti alle attività dell'organizzazione, che generano un impatto sull'ambiente. La significatività degli aspetti ambientali viene valutata ogni anno.

Dal 2022 la valutazione degli aspetti ambientali viene effettuata in accordo alla nuova metodologia Eni "Analisi degli aspetti ambientali e degli impatti/rischi per l'ambiente e l'organizzazione" (rif. opi-hse-008-eni spa) che prevede una metodologia unificata per la valutazione degli aspetti ambientali per tutte le società dell'Eni.

Nella tabella seguente si riportano gli aspetti ambientali caratterizzanti le attività dello stabilimento di Brindisi con la relativa valutazione del loro livello di rischio residuo, individuati dall'ultimo aggiornamento della metodologia per la valutazione degli aspetti ambientali.

Alcuni degli aspetti ambientali sottoelencati sono soggetti a limiti e prescrizioni normati dall'Autorizzazione Integrata Ambientale, cui si rinvia per approfondimenti.

Aspetti	Impatti/rischi	Rischio residuo
<b>Consumo di materie prime</b>	Depauperamento risorse naturali non rinnovabili/rinnovabili	alto
<b>Consumo risorse energetiche</b>	Depauperamento risorse naturali non rinnovabili/rinnovabili	basso
<b>Consumo risorse idriche</b>	Depauperamento risorse naturali non rinnovabili/rinnovabili	alto
<b>Emissioni puntuali in atmosfera</b>	Inquinamento atmosferico	medio
	Aumento effetto Serra	alto
<b>Emissioni in atmosfera fuggitive/diffuse</b>	Inquinamento atmosferico	basso
	Aumento effetto Serra	basso
<b>Rifiuti e sottoprodotti</b>	Inquinamento del suolo/sottosuolo	basso
<b>Effluenti liquidi/scarichi idrici</b>	Inquinamento delle acque e sedimenti	medio
<b>Interazioni con suolo e sottosuolo (rilasci nel terreno, uso del suolo, rilasci nel sottosuolo, ecc.)</b>	Inquinamento del suolo/sottosuolo	basso
<b>Rumore e Vibrazioni</b>	Peggioramento del clima acustico	medio



Aspetti	Impatti/rischi	Rischio residuo
<b>Sostanze contenenti PCB/PCT</b>	Inquinamento del suolo/sottosuolo	N/A
	Inquinamento delle acque	N/A
	Distruzione di flora/fauna, perdita biodiversità	N/A
<b>Odori</b>	Inquinamento odorigeno	basso
<b>Impatto visivo</b>	Inquinamento visivo e paesaggistico	basso
<b>Elettromagnetismo</b>	Inquinamento elettromagnetico	basso
<b>Radioattività</b>	Contaminazione radioattiva	basso
<b>Amianto</b>	Inquinamento atmosferico	basso
	Danni alla salute	basso
<b>Occupazione di suolo</b>	Depauperamento risorse naturali non rinnovabili/rinnovabili	basso

Tabella 2 – Lista degli aspetti ambientali, relativo grado di impatto/rischio e rischio residuo

Nella tabella seguente si riportano le opportunità caratterizzanti le attività dello stabilimento di Brindisi e la valutazione della loro significatività.

Aspetto ambientale	Opportunità	Significatività	Priorità di intervento
<b>Emissioni puntuali in atmosfera</b>	Programma di Energy Saving	significativo	P1
<b>Emissioni puntuali in atmosfera</b>	Realizzazione di sistemi di recupero con inserimento scambiatori sugli spurghi continui di CC1, CC2 e CC3	significativo	P1
<b>Rifiuti e sottoprodotti</b>	Aumentare la % di recupero di rifiuti pericolosi e non	non significativo	P3



Aspetto ambientale	Opportunità	Significatività	Priorità di intervento
<b>Consumo risorse idriche</b>	Riduzione dei prelievi idrici mediante recupero spurghi continui di CC1,CC2 e CC3	significativo	P1

Tabella 3 – Significatività aspetti ambientali e opportunità

L'approccio metodologico per determinare la priorità di intervento delle opportunità è basato sulla fattibilità e sul vantaggio che la data opportunità può portare all'organizzazione.

Il codice di priorità di intervento si interpreta nel seguente modo:

P1: ALTA (Adozione di procedure di controllo operativo e attuazione obiettivi di miglioramento)

P2: MEDIA (Adozione di procedure di controllo operativo con possibile individuazione di obiettivi di miglioramento)

P3: BASSA (Monitoraggio)

In merito agli indicatori ambientali si precisa che, rispetto a quanto previsto dall'Allegato IV del Regolamento n. 2026/2018 non sono stati definiti degli indicatori per i seguenti aspetti: produzione di rifiuti, uso del suolo in relazione alla biodiversità e consumo e produzione di energia rinnovabile.

La produzione di rifiuti non si ritiene un aspetto significativo, in quanto non è direttamente connessa al processo di produzione dell'energia elettrica e termica, ma deriva principalmente dalle attività di manutenzione.

Sull'uso del suolo in relazione alla biodiversità, quanto previsto dal regolamento 2026/2018 risulta non correlabile al processo produttivo della centrale e inoltre poco rappresentativo considerato il posizionamento della centrale Enipower di Brindisi all'interno di un sito petrolchimico multisocietario, in aree destinate ad insediamenti industriali. Più in dettaglio, l'unico dato che potrebbe essere preso in considerazione, tra quelli proposti dal regolamento, è la superficie totale impermeabilizzata, ove però tale condizione è richiesta nell'ambito dell'Autorizzazione Integrata Ambientale come strumento di protezione verso le matrici ambientali, o dai regolamenti regionali per consentire la raccolta e il riutilizzo delle acque meteoriche. L'aspetto si ritiene quindi di scarsa significatività.

La chiusura dei procedimenti storici di bonifica dei terreni ha reso potenzialmente utilizzabili dei suoli che rimangono comunque vincolati dalla necessità di completare la bonifica della falda.

Per quanto riguarda l'analisi dell'ecosistema marino, dai risultati della valutazione degli aspetti ambientali si evince che i possibili effetti derivanti dagli scarichi idrici sull'ambiente marino non risultano significativi, come si evince dai risultati delle campagne di monitoraggio dell'ambiente marino e costiero finora condotte dall'Università del Salento per conto della Provincia di Brindisi, con il supporto di un gruppo di aziende delle quali Enipower fa parte.



Nella Centrale Enipower di Brindisi non sono al momento impiegate fonti di energia rinnovabile.

Per quanto attiene l'identificazione delle opportunità di miglioramento, l'applicazione delle migliori BAT consente di raggiungere livelli prestazionali elevati, difficilmente superabili, in quanto rappresentano ciò che allo stato attuale la tecnologia consente di raggiungere. Per tale ragione, la Centrale individua, tra le opportunità di miglioramento, attività inerenti anche aspetti che sono già valutati come non significativi, per i quali si ritiene di poter efficientare ulteriormente la gestione.

Per quanto riguarda gli indicatori specifici riportati nei seguenti paragrafi, si precisa che questi sono calcolati considerando al denominatore (Dato B) l'indicatore "Produzione totale di energia" come definito al precedente paragrafo.

## Emissioni in atmosfera

### Emissioni di macroinquinanti

Le emissioni in atmosfera sono generate dalla combustione del gas naturale (CC1) e della miscela gas naturale/gas da petrolchimico (CC2 e CC3) nelle unità produttive dell'impianto a ciclo combinato.

La combustione del gas da petrolchimico comporta un minor impiego di gas naturale, inoltre, grazie al suo elevato contenuto di idrogeno, a parità di produzione di energia elettrica, determina una minore emissione di CO<sub>2</sub> rispetto al gas naturale.

Di seguito vengono presentati gli andamenti relativi ai seguenti indicatori identificati come rappresentativi delle emissioni in atmosfera:

- **Emissioni di macroinquinanti: concentrazioni di CO e NO<sub>x</sub>**, con cui si riportano le concentrazioni medie calcolate in funzione dei VLE autorizzati in AIA, alle condizioni di normal funzionamento.
- **Emissioni di macroinquinanti: quantità di NO<sub>x</sub>**, con cui si riporta la quantità massica annua di NO<sub>x</sub> emessa. Il dato fa riferimento alle emissioni totali (regime + transitori).
- **Indicatore di emissione NO<sub>x</sub>**, con cui si intende il rapporto tra l'indicatore "Quantità di NO<sub>x</sub>" e l'indicatore "Energia elettrica equivalente (produzione totale)".
- **Emissioni di macroinquinanti: quantità di CO**, con cui si riporta la quantità massica annua di CO emessa. Il dato fa riferimento alle emissioni totali (regime + transitori).
- **Indicatore di emissione CO**, con cui si intende il rapporto tra l'indicatore "Quantità di CO" e l'indicatore "Energia elettrica equivalente (produzione totale)".

Come si evince dalla tabella seguente, che riporta il confronto tra i valori medi annuali delle emissioni registrati nelle ore di normale funzionamento nell'ultimo triennio ed il limite autorizzato, le prestazioni del triennio si attestano sempre su valori inferiori ai



limiti stessi. I limiti riportati in tabella sono entrati in vigore il 18 agosto 2021 e risultano più stringenti rispetto a quelli precedentemente in vigore.

Indicatore	CC	UdM	2021	2022	2023	VLE
<b>Emissioni di macroinquinanti: concentrazione di CO e NO<sub>x</sub></b>	CC1	mg/Nm <sup>3</sup> NO <sub>x</sub>	15,89	16,09	19,43	25
	CC1	mg/Nm <sup>3</sup> CO	0,82	0,52	0,27	20
	CC2	mg/Nm <sup>3</sup> NO <sub>x</sub>	18,38	17,16	19,5	25
	CC2	mg/Nm <sup>3</sup> CO	2,34	2,04	2,91	20
	CC3	mg/Nm <sup>3</sup> NO <sub>x</sub>	15,87	16,67	19,43	25
	CC3	mg/Nm <sup>3</sup> CO	2,54	2,05	1,64	20

Tabella 4 – Medie annuali delle concentrazioni dei macroinquinanti in CC1, CC2 e CC3

Di seguito si riportano si riportano gli andamenti massici delle emissioni di CO e NO<sub>x</sub>.

Indicatore	UdM	2021	2022	2023
<b>Emissioni di macroinquinanti: quantità di NO<sub>x</sub></b>	t/anno	683	680	732
<b>Emissioni di macroinquinanti: quantità di CO</b>	t/anno	641	196	225
<b>Indicatore emissione NO<sub>x</sub></b>	g/kWheq	0,095	0,100	0,114
<b>Indicatore emissione CO</b>	g/kWheq	0,089	0,029	0,035

Tabella 5 – Emissioni massiche dei macroinquinanti e indicatori di emissione

I limiti di concentrazione imposti dall'AIA sono stati sempre rispettati. Per gli NO<sub>x</sub> sono stati consolidati i risultati raggiunti nel 2017/2018 con l'installazione dei bruciatori a basse emissioni sul CC2 e sul CC3.

Oltre ai limiti di concentrazione da rispettare durante l'esercizio a regime, lo Stabilimento ha anche il vincolo di non superare il quantitativo annuo di 1.300 t di NO<sub>x</sub>, calcolato tenendo in considerazione tutti i flussi di massa comprensivi anche dei transitori.

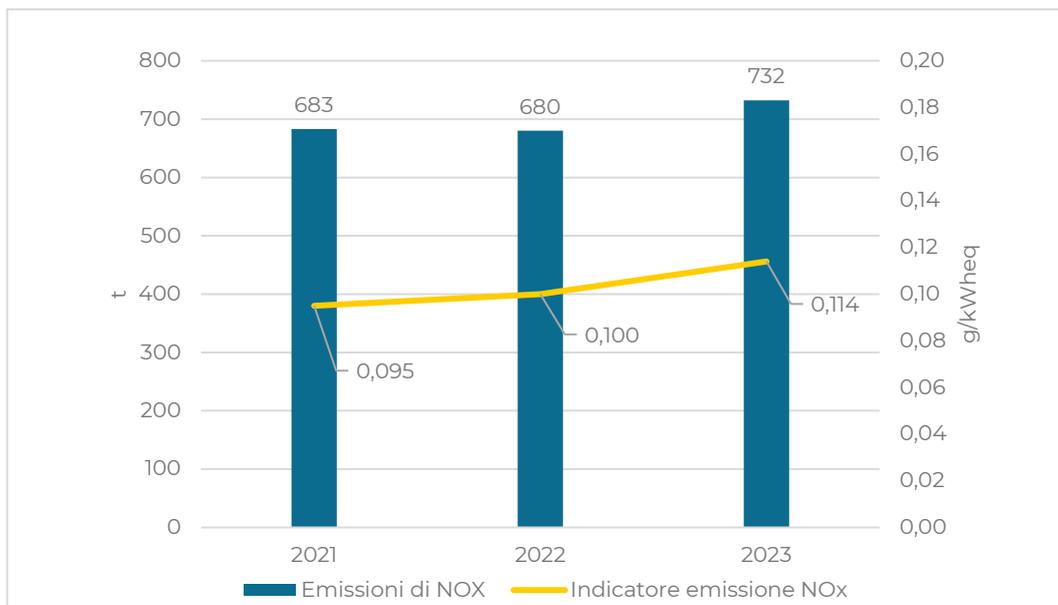


Figura 7 – Emissioni in atmosfera di NO<sub>x</sub>: quantità e indicatore di emissione

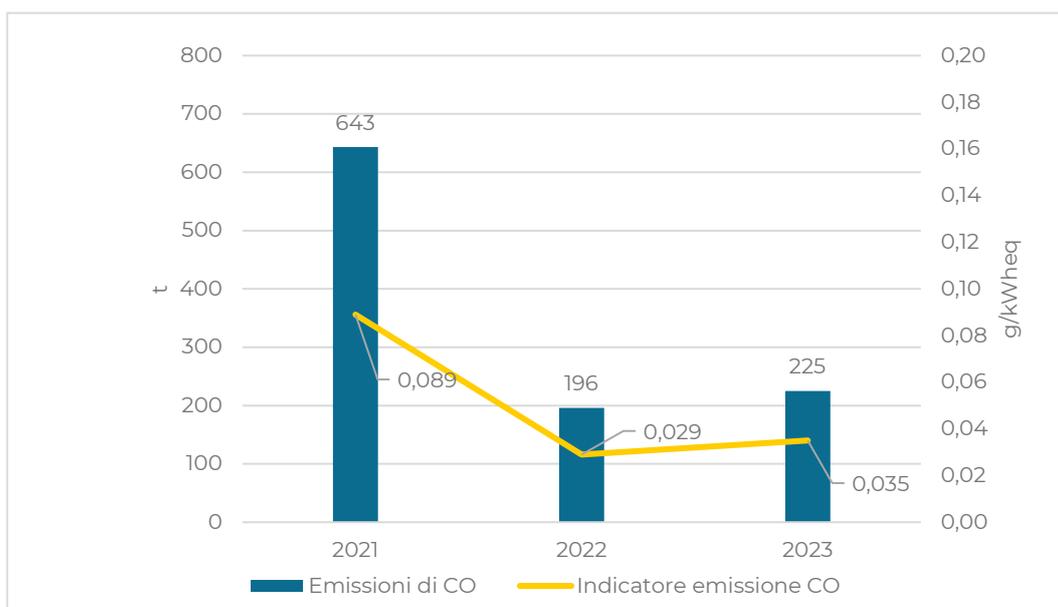


Figura 8 – Emissioni in atmosfera di CO: quantità e indicatore di emissione

Sia le emissioni di NO<sub>x</sub> (+7%) che quelle di CO (+14%) risultano superiori rispetto all'anno precedente. Ciò è legato, oltre alle condizioni di esercizio delle unità produttive, anche al maggior numero di transitori registrati nell'anno e all'aumento delle fermate effettuate nell'anno.



## Emissioni gas serra

Lo Stabilimento Enipower di Brindisi è in possesso dell'autorizzazione n. 764 del 28/12/2004 ad emettere gas serra ai sensi della Direttiva Emission Trading System (ETS) ed ha inviato all'Autorità Competente l'aggiornamento del piano di monitoraggio secondo la direttiva n. 601/2012 relativo al periodo di scambio 2013÷2020 al fine di renderlo coerente con l'aggiornamento della strumentazione.

Nell'ambito della partecipazione al quarto periodo di adempimento del Sistema Europeo di Emission Trading relativo allo scambio di quote di emissione di CO<sub>2</sub> ai sensi della Direttiva 2003/87/CE, la Centrale di Brindisi nel 2023 ha ottenuto, nei tempi previsti, la certificazione delle emissioni dell'anno precedente da parte dell'ente esterno di verifica. Per il 2023 le emissioni di CO<sub>2</sub> certificate sono state 2.297.327 t. Altre emissioni di gas a effetto serra, non soggette al regolamento ETS, sono riconducibili alle seguenti sostanze:

- Esafluoruro di zolfo;
- Idrofluorocarburi;
- Protossido di azoto;
- Metano.

La conversione su base equivalente di CO<sub>2</sub> utilizza i potenziali di riscaldamento globale (GWP) adottati dal 4th Assessment Report IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change – Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Reporting Instructions – in accordo al sistema normativo Eni e all'Allegato B delle LG ISPRA 197/2022.

Queste sostanze possono essere emesse in occasione di perdite o attività di manutenzione sulle apparecchiature che le contengono e non incidono significativamente sulle emissioni complessive della centrale. Di seguito vengono presentati gli andamenti relativi ai seguenti indicatori identificati come rappresentativi delle emissioni di GHG:

- **Emissioni di GHG totali**, con cui si indica il quantitativo annuo di emissioni di CO<sub>2</sub> e CO<sub>2</sub> equivalente da CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O e gas fluorurati.
- **Emissioni di CO<sub>2</sub>**, con cui si indica il quantitativo annuo di emissione totale di CO<sub>2</sub>, ottenuto dalla somma della CO<sub>2</sub> certificata (ETS) e quella dovuta alla mobility.
- **Emissioni di CH<sub>4</sub>**, con cui si indica il quantitativo annuo di emissioni totali di CH<sub>4</sub>, espresse in tCO<sub>2</sub>eq/anno e dovute a combustione e processo, fuggitive e venting.
- **Emissioni di N<sub>2</sub>O**, con cui si indica annuo di emissioni totali di N<sub>2</sub>O, espresse in tCO<sub>2</sub>eq/anno, e dovute a combustione e processo.
- **Emissione totale fluorurati**, con cui si indica la somma delle emissioni di idrofluorocarburi e esafluoruro di zolfo, espresse in tCO<sub>2</sub>eq/anno.
- **Emissione di HCF**, con cui si indica il quantitativo annuo di emissione totale di idrofluorocarburi (espresso in kg/anno) contenuti negli impianti HVAC.
- **Emissione di SF<sub>6</sub>**, con cui si indica il quantitativo annuo di emissione totale di esafluoruro di zolfo (espresso in kg/anno) contenuto nei commutatori elettrici.



- **Indicatore di emissione CO<sub>2</sub>**, con cui si indica il rapporto tra l'indicatore "Emissioni CO<sub>2</sub>" e l'indicatore "Energia elettrica equivalente (produzione totale)".
- **Indicatore di emissione GHG**, con cui si indica il rapporto tra "Emissioni GHG totali" e l'indicatore "Energia elettrica equivalente (produzione totale)".

Indicatore		UdM	2021	2022	2023
<b>Emissioni GHG totali</b>		tCO <sub>2</sub> eq/anno	2.637.325	2.442.198	2.300.184
<b>Emissioni CO<sub>2</sub></b>		t/anno	2.622.784	2.428.704	2.297.327
<b>Emissioni CH<sub>4</sub></b>	Totali	tCO <sub>2</sub> eq/anno	1.320	1.196	1.154
	Da combustione e processo	t/anno	48,55	44,68	40,42
	Fuggitive	t/anno	0,83	1,41	2,99
	Venting	t/anno	3,40	1,75	2,73
<b>Emissioni N<sub>2</sub>O</b>		tCO <sub>2</sub> eq/anno	13.061	12.138	1.578
		tN <sub>2</sub> O/anno	43,83	40,73	5,295
<b>Totale fluorurati</b>		tCO <sub>2</sub> eq	160	160	125
<b>HFC</b>		kg/anno	0	56	0
<b>SF<sub>6</sub></b>		kg/anno	7	3,5	5,5

Tabella 6 - Emissioni gas serra

Nel complesso, il peso della CO<sub>2</sub> equivalente di derivazione dalle 4 sostanze citate, risulta esiguo rispetto alla CO<sub>2</sub> prodotta dalla combustione del gas naturale per la produzione di energia elettrica.

Nell'anno 2023 le emissioni di CH<sub>4</sub> e di N<sub>2</sub>O risultano in diminuzione rispetto all'andamento degli anni precedenti. Oltre che alle condizioni operative, ciò è legato alla modifica dei fattori emissivi associati alle nuove modalità di reporting adottate



Indicatore	UdM	2021	2022	2023
<b>Indicatore emissione CO<sub>2</sub></b>	gCO <sub>2</sub> /kWh <sub>eq</sub>	364	357	357
<b>Indicatore emissione GHG</b>	gCO <sub>2</sub> eq/kWh <sub>eq</sub>	366	359	358

Tabella 7 – Indicatori di emissione di CO<sub>2</sub> e GHG

L'andamento degli indici emissivi risulta coerente con quello degli anni precedenti.

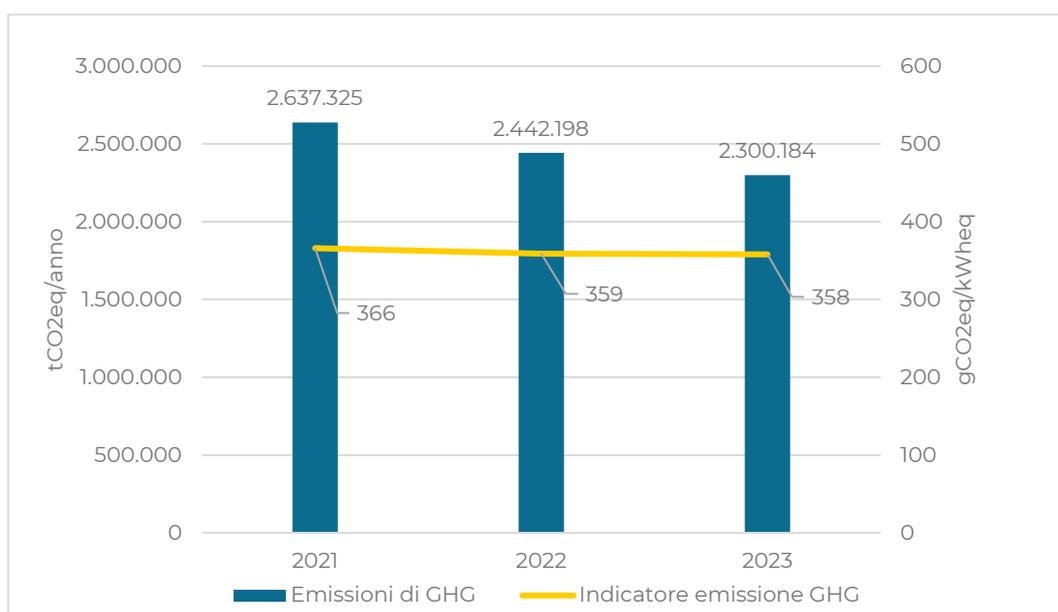


Figura 9 – Emissioni in atmosfera di GHG totali: quantità e indicatore di emissione

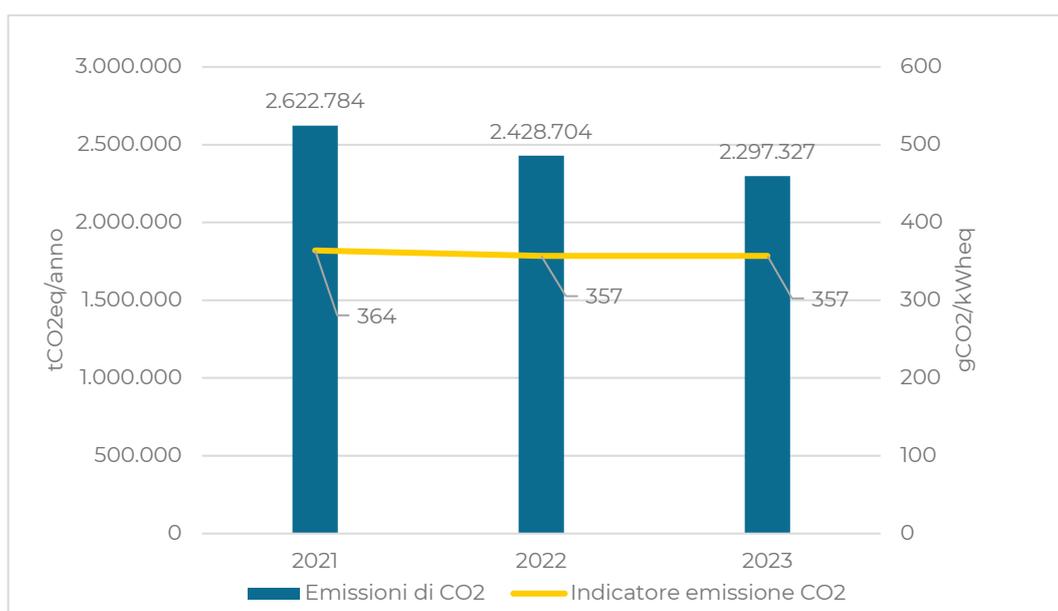




Figura 10 – Emissioni in atmosfera di CO<sub>2</sub>: quantità e indicatore di emissione

## Impiego di risorse naturali ed energetiche

Nello Stabilimento Enipower Brindisi non vi sono attività di sfruttamento del suolo, le risorse naturali impiegate sono acqua e combustibili fossili.

### Ciclo dell'acqua

#### Prelievi idrici

Lo Stabilimento utilizza le seguenti tipologie di acqua:

- Acqua dolce industriale, utilizzata per produzione acqua demineralizzata e raffreddamento. Viene derivata da corpi idrici superficiali (Cillarese/Fiume Grande).
- Acqua in uscita dall'impianto di trattamento delle acque di falda (TAF).
- Acqua di mare, utilizzata per produzione acqua demineralizzata e raffreddamento.
- Acqua potabile da acquedotto, utilizzata per servizi igienici.

Di seguito vengono presentati gli andamenti relativi ai seguenti indicatori identificati come rappresentativi dei prelievi idrici.

- **Acqua dolce prelevata da acque superficiali:** indica il quantitativo annuo di acqua prelevata da corpi idrici superficiali;
- **Acqua dolce prelevata da acquedotto:** indica il quantitativo annuo di acqua potabile prelevata da acquedotto e utilizzata per i servizi igienici.
- **Acqua da TAF:** indica il quantitativo annuo di acqua di falda inquinata prelevata e trattata da TAF di terzi prima di essere utilizzata nel proprio ciclo produttivo;
- **Acqua di mare prelevata:** indica il quantitativo annuo di acqua prelevata per le produzioni demi e il raffreddamento.

Indicatore	UdM	2021	2022	2023
<b>Acqua dolce prelevata da acque superficiali</b>	Mm <sup>3</sup>	0,594	0,637	0,900
<b>Acqua da TAF</b>	Mm <sup>3</sup>	0,402	0,521	0,376
<b>Acqua di mare prelevata</b>	Mm <sup>3</sup>	301,4	286,4	322,8
<b>Acqua dolce prelevata da acquedotto</b>	Mm <sup>3</sup>	0,004	0,0039	0,0035

Tabella 8 - Volumi di acqua prelevata

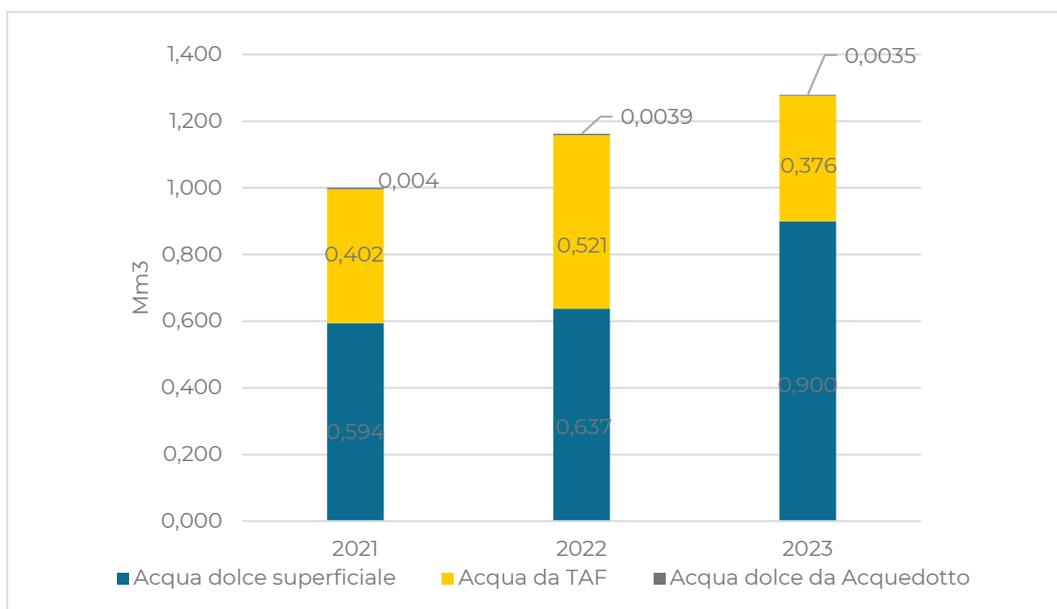


Figura 11 – Prelievi idrici di acqua dolce

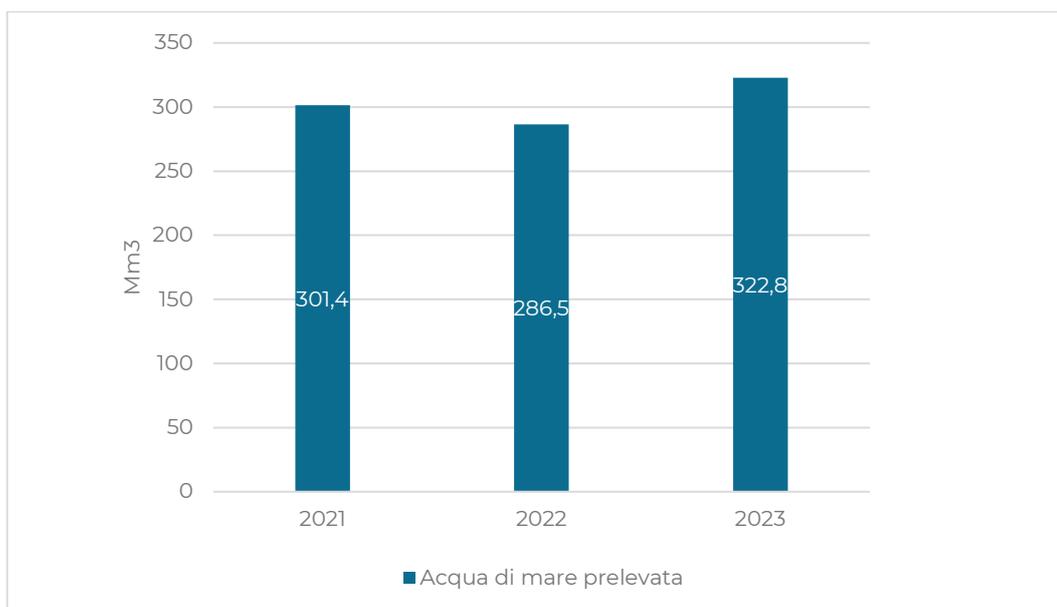


Figura 12 – Prelievi idrici acqua mare

### Acqua demineralizzata

La centrale di Brindisi produce acqua demineralizzata che utilizza nel proprio processo produttivo e fornisce alle aziende operanti nel sito multisocietario di Brindisi attraverso le seguenti unità:

- Impianto a membrane ad osmosi inversa e finissaggio ad elettrodeionizzazione alimentato ad acqua di mare e acqua da TAF;



- Impianto ad osmosi inversa alimentato ad acqua dolce;
- Impianto di dissalazione termica alimentato ad acqua di mare;
- Impianto di trattamento delle condense recuperate.

Nella produzione di acqua demineralizzata da impianto a membrane ad osmosi inversa e finissaggio ad elettrodeionizzazione, il quantitativo di acqua da TAF impiegato non è distinguibile da quello di acqua di mare in quanto i due flussi sono alimentati all'impianto già miscelati tra di loro. L'acqua da TAF, pur essendo assimilabile qualitativamente all'acqua dolce, non è da considerarsi un consumo di risorsa naturale di alta qualità in quanto rappresenta il recupero di uno stream destinato ad essere scaricato in mare ed il suo utilizzo è condizionato al buon esito del trattamento di depurazione e quindi dalle caratteristiche chimico-fisiche dello stream.

Di seguito vengono presentati gli andamenti relativi ai seguenti indicatori identificati come rappresentativi della produzione di acqua demineralizzata:

- **Acqua da TAF per demi:** indica il quantitativo annuo di acqua da TAF utilizzata nella produzione di acqua demineralizzata.
- **Acqua di mare per demi:** indica il quantitativo annuo di acqua di mare utilizzata nella produzione di acqua demineralizzata.
- **Acqua superficiale per demi:** indica il quantitativo annuo di acqua dolce superficiale utilizzata nella produzione di acqua demineralizzata.
- **Acqua demi prodotta:** indica il quantitativo annuo di acqua demineralizzata prodotta, suddivisa tra le varie unità produttive.
- **Rendimento di produzione:** con cui si indica il rapporto tra l'acqua demi prodotta e l'acqua in ingresso all'impianto di demineralizzazione, suddiviso tra le varie unità produttive.

Indicatore		UdM	2021	2022	2023
Acqua da TAF per demi		Mm <sup>3</sup>	0,402	0,521	0,376
Acqua di mare per demi		Mm <sup>3</sup>	3,998	3,163	4,062
Acqua superficiale per demi		Mm <sup>3</sup>	0,435	0,509	0,745
Acqua demi prodotta:	da impianto alimentato ad acqua da TAF e acqua di mare:	Mm <sup>3</sup>	1,485	1,425	1,621
	da impianto alimentato ad acqua superficiale:	Mm <sup>3</sup>	0,224	0,225	0,173
Rendimento:	di impianto alimentato ad acqua da TAF e acqua di mare:	%	33,8	38,7	36,5
	di impianto alimentato ad acqua superficiale:	%	51,49	44,20	23,22

Tabella 9 - Volumi di acqua trattata



Rispetto agli anni precedenti, nel 2023 l'acqua da TAF utilizzata nella produzione di acqua demineralizzata è diminuita a causa di un peggioramento delle caratteristiche qualitative dello stream.

## Scarichi idrici

I processi produttivi della centrale generano le seguenti tipologie di acque reflue:

- acque di raffreddamento e meteoriche convogliate alla rete di fognatura bianca dello Stabilimento;
- acque accidentalmente oleose, che vengono inviate al trattamento acque effluenti di Versalis.

Gli scarichi vengono convogliati al sistema fognario del sito multisocietario, nel rispetto del "Regolamento Fognario", documento condiviso tra il Gestore della rete fognaria e degli scarichi finali e le aziende utenti operanti all'interno del sito.

Nel presente paragrafo vengono presentati gli andamenti relativi ai seguenti indicatori identificati come rappresentativi degli scarichi idrici:

- **Acque dolci scaricate in fogna**, con cui si intende il quantitativo annuo di acque inviate al trattamento acque effluenti di Versalis.
- **Acque dolci scaricate in mare**, con cui si intende il quantitativo annuo di acqua dolce utilizzata per il raffreddamento e scaricata in mare.
- **Acque di mare scaricate**, con cui si intende il quantitativo annuo di acqua di mare utilizzata per raffreddamento e nuovamente scaricata in mare.

La tabella seguente evidenzia la suddivisione per tipologia delle acque scaricate, mentre il grafico seguente riporta gli andamenti.

Indicatore	UdM	2021	2022	2023
<b>Acque dolci scaricate in fogna</b>	Mm <sup>3</sup>	0,08	0,345	0,054
<b>Acque dolci scaricate in mare</b>	Mm <sup>3</sup>	0,2	0,105	0,727
<b>Acque di mare scaricate</b>	Mm <sup>3</sup>	299,227	282,155	315,755

Tabella 10 - scarichi idrici

Le quantità di acque scaricate riflettono quelle in ingresso. Dal punto di vista qualitativo non è stato registrato alcun superamento nei parametri analitici monitorati nel periodo di riferimento.

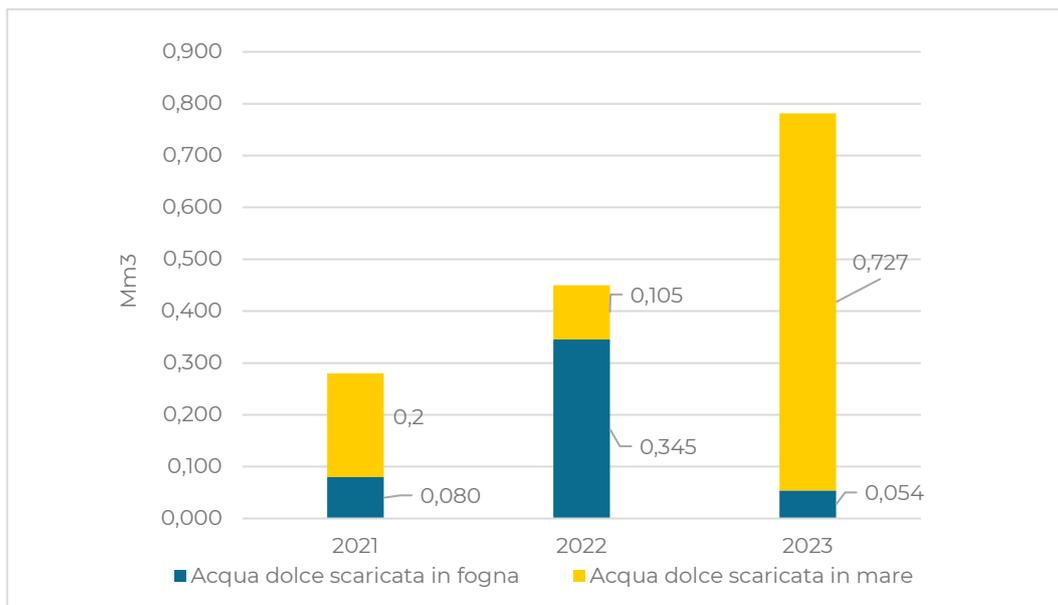


Figura 13 – Scarichi idrici di acqua dolce

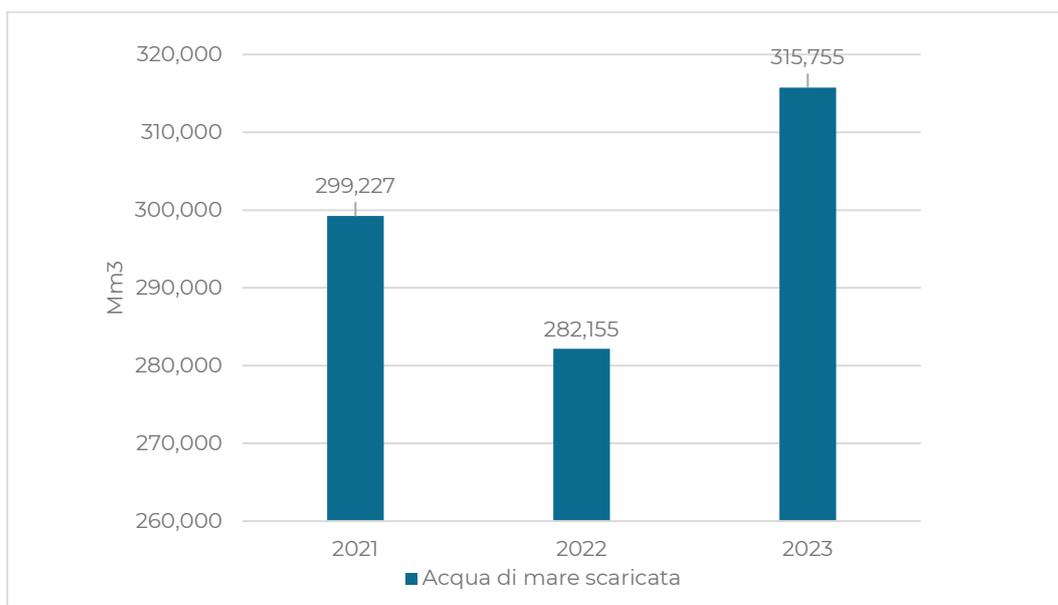


Figura 14 - Scarichi idrici di acqua mare



## Consumo di combustibili ed efficienza energetica

Le centrali Enipower nel mese di maggio 2023 hanno mantenuto la conformità alla norma UNI EN ISO 50001:2018 sul sistema di gestione dell'energia e sempre nel corso del 2023 è stata condotta la diagnosi energetica che non ha evidenziato ulteriori interventi rispetto a quanto già proposto nella precedente, ad eccezione degli interventi di ottimizzazione delle performance dei turbogas a carico parziale e del potenziale inserimento di impianti fotovoltaici sulle coperture degli edifici di servizio delle centrali, al fine di ridurre la quota di autoconsumo di energia prodotta da fonte fossile.

I benefici che si ottengono dall'efficienza energetica hanno sia un impatto diretto sul risparmio di risorse naturali (materia prima combustibile), sia un impatto indiretto in termini di minori emissioni di CO<sub>2</sub> e di macroinquinanti.

Nel presente paragrafo vengono presentati gli andamenti relativi ai seguenti indicatori identificati come rappresentativi del consumo di combustibili e chemicals e dell'efficienza energetica:

- **Consumo di combustibili – Gas naturale**, con cui si riporta il quantitativo annuo di gas naturale utilizzato dallo Stabilimento, espresso in Tonnellate di Petrolio Equivalenti ("TEP").
- **Consumo di combustibili – Gas Petrochimico**, con cui si riporta il quantitativo annuo di gas petrolchimico utilizzato nei cicli combinati dello Stabilimento, espresso in Tonnellate di Petrolio Equivalenti ("TEP").
- **Consumo di combustibili – Gasolio**, con cui si riporta il quantitativo annuo di gasolio utilizzato nel gruppo elettrogeno dello Stabilimento, espresso in TEP.
- **Consumo di additivi/chemicals**, con cui si riporta il quantitativo annuo di prodotti chimici utilizzati dallo Stabilimento.
- **Fuel utilization**, con cui si intende un indice di rendimento calcolato dal rapporto tra l'energia prodotta al netto degli autoconsumi (pari quindi alla somma degli indicatori "Produzione energia elettrica netta" e "Produzione energia termica") e la quantità di energia primaria introdotta. La fuel utilization equivale al rendimento di primo principio della produzione complessiva dello Stabilimento.
- **Rendimento exergetico**, con cui si intende un indice del rendimento del ciclo completo. È dato dal rapporto tra la somma della produzione netta (Elettrica ed equivalente exergetico) e la somma dei contenuti energetici dei prodotti combustibili utilizzati.

La tabella seguente evidenzia i consumi, mentre il grafico seguente riporta gli andamenti.



Indicatore	UdM	2021	2022	2023
<b>Consumo combustibili: Gas naturale</b>	TEP	1.106.045	1.013.717	957.749
<b>Consumo combustibili: Gas petrolchimico</b>	TEP	24.363	38.188 <sup>2</sup>	37.628
<b>Consumo di combustibili: Gasolio</b>	TEP	0,457	0,144	0,232
<b>Consumo di additivi/chemicals</b>	t	648	645	544
<b>Fuel utilization</b>	%	56,12 <sup>2</sup>	56,48 <sup>2</sup>	56,56
<b>Rendimento exergetico</b>	%	50,62 <sup>2</sup>	50,31 <sup>2</sup>	50,15

Tabella 11 - Consumo di combustibili e chemicals

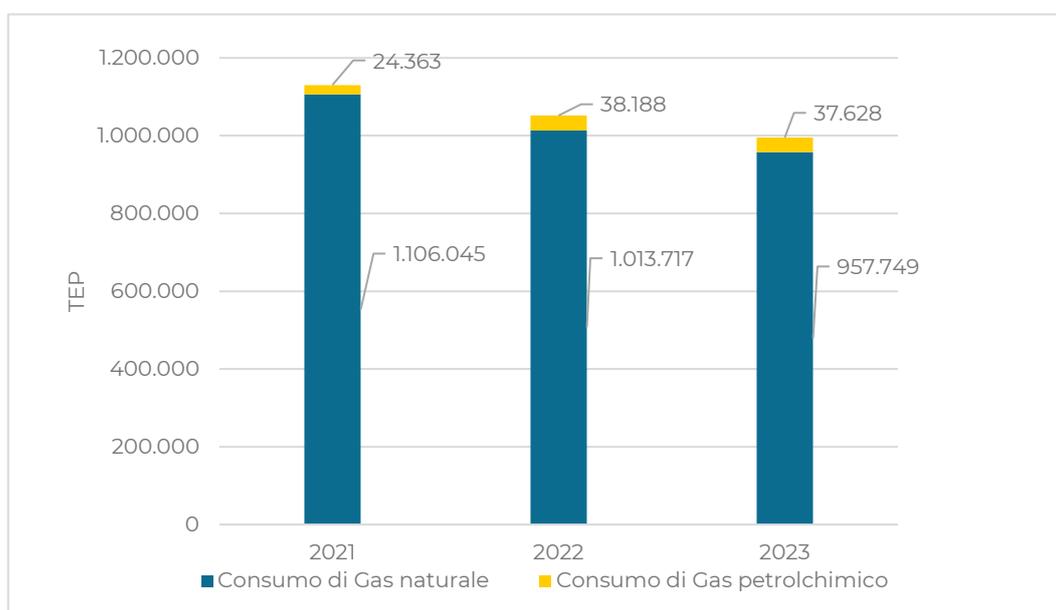


Figura 15 - Consumo di gas naturale

Il consumo di gas naturale è funzione della produzione di energia elettrica e degli assetti impiantistici, perciò il suo andamento riflette, qualitativamente, l'andamento delle produzioni di energia elettrica.

<sup>2</sup> Dati corretti rispetto a quanto riportato nella precedente Dichiarazione ambientale

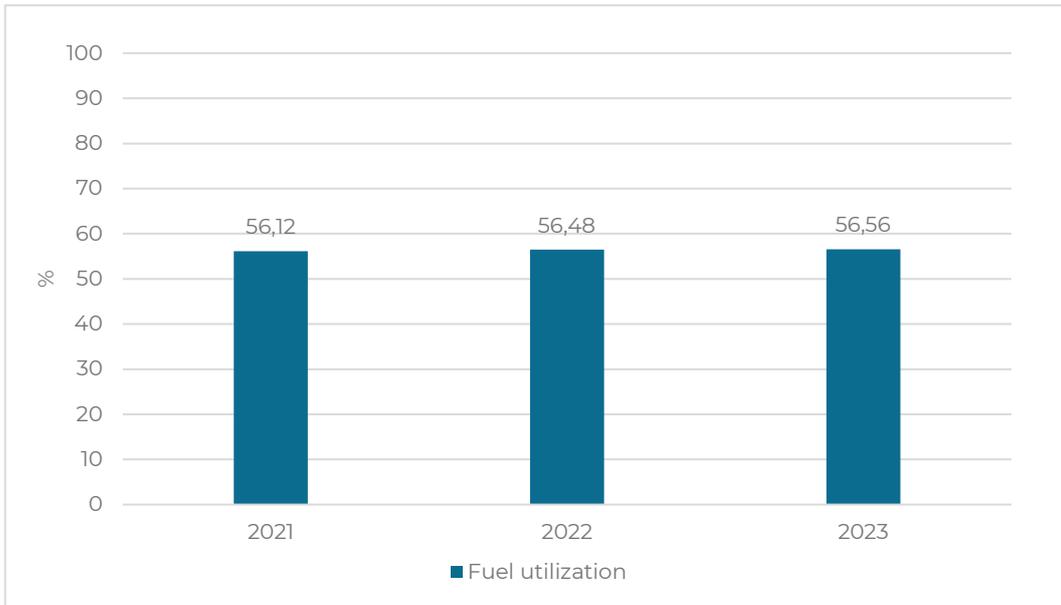


Figura 16 - Fuel utilization

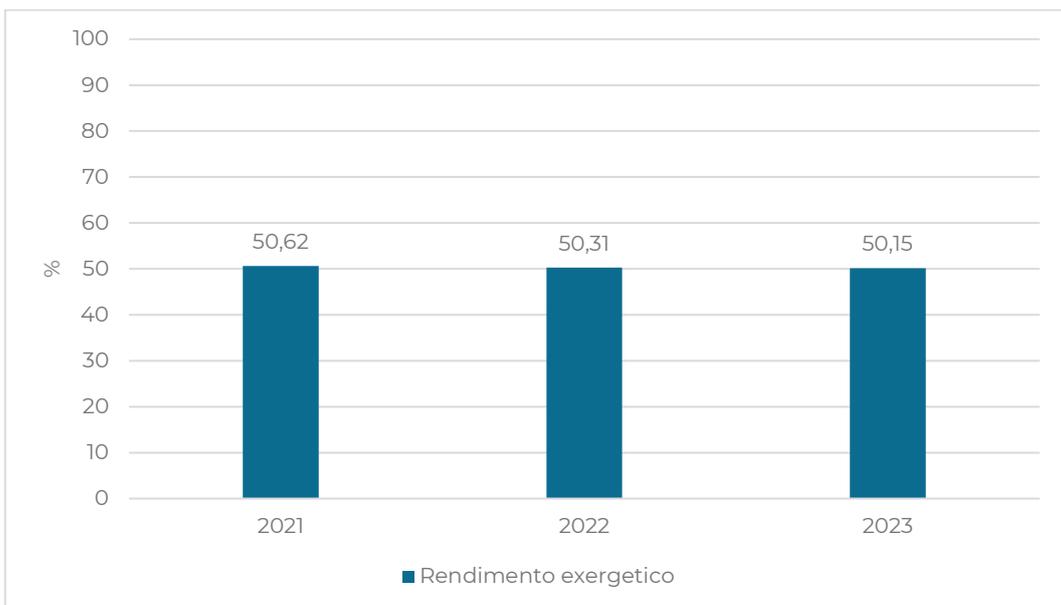


Figura 17 - Rendimento exergetico



## Rifiuti

I rifiuti prodotti da Enipower Brindisi derivano da attività produttive e da attività di manutenzione, bonifica e decommissioning. Lo sforzo della società è quello di perseguire il più alto conferimento a recupero rispetto lo smaltimento.

Nel presente paragrafo vengono presentati gli andamenti relativi ai seguenti indicatori identificati come rappresentativi della gestione dei rifiuti:

- **Rifiuti pericolosi prodotti**, con cui si indica il quantitativo annuo di rifiuti pericolosi prodotti da attività produttiva, manutenzione/demolizione e bonifica.
- **Rifiuti non pericolosi prodotti**, con cui si indica il quantitativo annuo di rifiuti non pericolosi prodotti da attività produttiva, manutenzione/demolizione e bonifica.
- **Rifiuti recuperati**, con cui si intende un indice ottenuto dal rapporto tra i rifiuti avviati a recupero e il totale dei rifiuti conferiti nel corso dell'anno.
- **Rifiuti smaltiti**, con cui si intende un indice ottenuto dal rapporto tra i rifiuti avviati a smaltimento e il totale dei rifiuti conferiti nel corso dell'anno.

Indicatore	UdM	2021	2022	2023
<b>Rifiuti pericolosi prodotti</b>	t	312	375	206
<b>Rifiuti non pericolosi prodotti</b>	t	3.474	699	4.094
<b>Rifiuti recuperati</b>	%	90	53	88
<b>Rifiuti smaltiti</b>	%	10	47	12

Tabella 12 – rifiuti prodotti e gestiti

Nelle figure seguenti sono riportati i rifiuti prodotti nel triennio di riferimento suddivisi tra pericolosi e non pericolosi, quindi le modalità di gestione con l'indicazione di quanto conferito a smaltimento e a recupero.

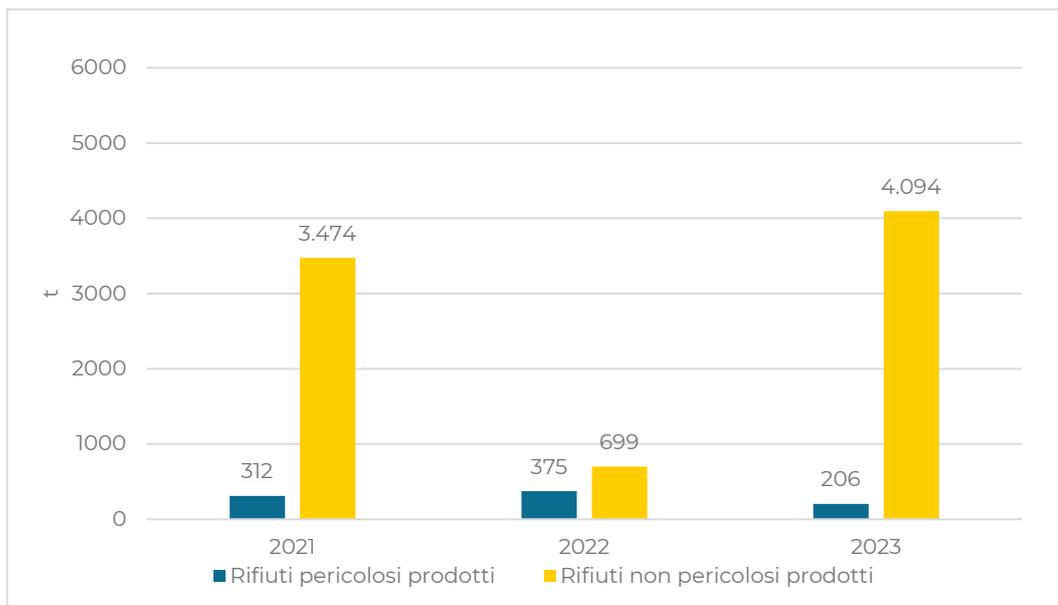


Figura 18 – Produzione rifiuti, differenziati tra pericolosi e non pericolosi

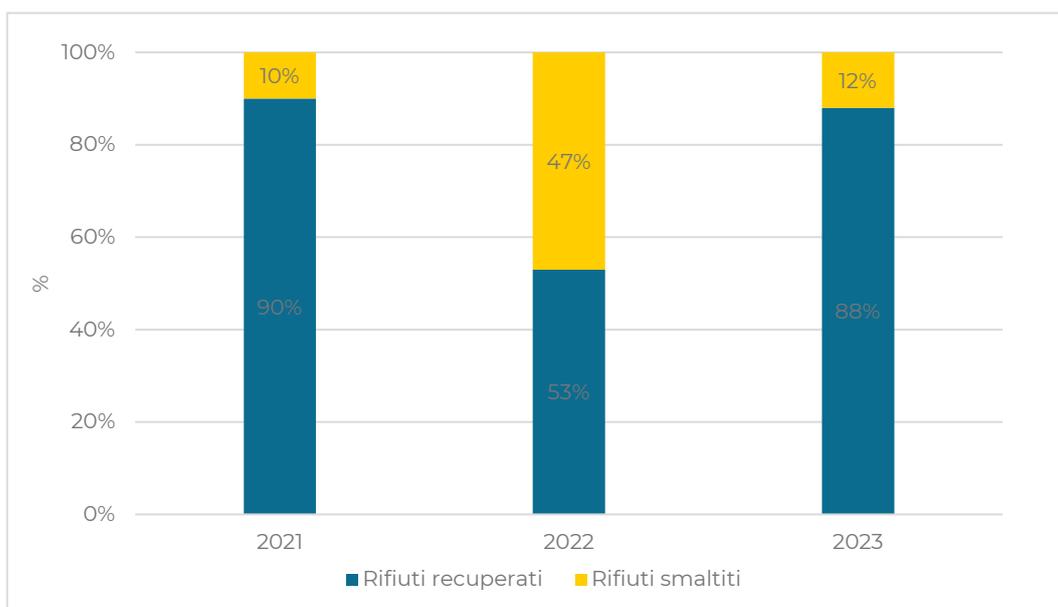


Figura 19 - Modalità di gestione dei rifiuti

Enipower persegue sempre l'obiettivo di recuperare la massima quantità possibile di rifiuti; tuttavia, tale criterio è fortemente influenzato dalla tipologia di rifiuto non sempre recuperabile.



## Rumore ambientale

Lo Stabilimento di Brindisi si trova all'interno del contesto di un sito petrolchimico multisocietario ove operano più aziende, il quale a sua volta si trova in un'area industriale ad elevata antropizzazione. Lo Stabilimento Enipower confina con aree esterne allo stabilimento petrolchimico solo per piccole porzioni della recinzione nella parte sud, come evidenziato in Figura 20.

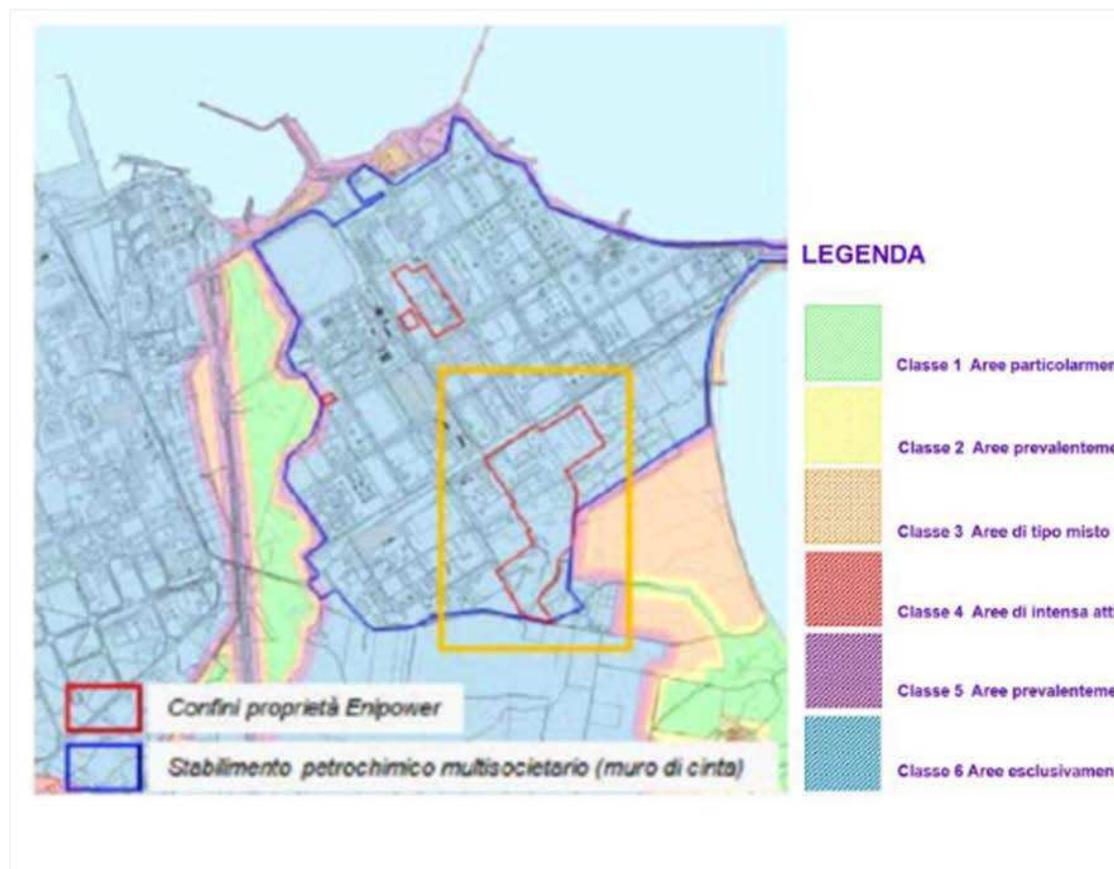


Figura 20 –Zonizzazione acustica del Comune di Brindisi

In ottemperanza a quanto previsto dall'Autorizzazione Integrata Ambientale, DEC-MIN- 0000005\_2021, Enipower ha svolto nel 2023 una campagna di misura del rumore ambientale (periodicità quadriennale), che non ha evidenziato criticità.



Posizione	Localizzazione	Rumore Ambientale misurato LAeq TDR notturno	Rumore Ambientale misurato LAeq TDR diurno	LA fermata [dBA]	LA avviamento [dBA]	Limite di immissione diurno e notturno dB(A)
1	Area CTE Nord, Confine Nord, bordo carreggiata viabilità di stabilimento in corrispondenza area verde	60.5	60.0			70.0
2	Area CTE Nord, Confine Est, area interna impianti in prossimità tubazioni in uscita verso impianto cracking Versalis	69.0	69.0			
3	Area CTE Nord, Confine Sud, bordo carreggiata viabilità interna del polo davanti impianto dissalatore	67.5	67.5			
4	Area CTE Nord, Confine Ovest, bordo carreggiata viabilità interna del polo davanti	64.5	64.5			



Posizione	Localizzazione	Rumore Ambientale misurato LAeq TDR notturno	Rumore Ambientale misurato LAeq TDR diurno	LA fermata [dBA]	LA avviamento [dBA]	Limite di immissione diurno e notturno dB(A)
	parcheggio automezzi della palazzina principale					
<b>5</b>	Area Sud, Confine Nord Est davanti torre di raffreddamento lungo la recinzione che costituisce il confine di proprietà EniPower	65.5	64.5	65.5	66.0	
<b>6</b>	Area Sud, Confine Nord, limite binari ferroviari in corrispondenza CC3	53.5	53.5	64.5	65.5	
<b>7</b>	Area Sud, sul confine Nord Ovest di proprietà, lungo viabilità di servizio davanti impianto PE1/2	60.0	58.0	55.0	60.5	
<b>8</b>	Area Sud, Confine Ovest di proprietà, vicinanze torcia Sud Versalis	56.0	56.0	58.0	58.0	
<b>9</b>	Area Sud, Confine Sud di proprietà, vicinanze cancello di accesso (chiuso)	59.5	60.0	56.5	58.5	
<b>10</b>	Area Sud, Confine Sud Est di proprietà, bordo carreggiata viabilità di servizio davanti CC3	61.0	58.5	69.0	68.0	

Figura 21 – Misure della campagna di rilievo emissione sonora di novembre 2020



## Amianto

Nello Stabilimento Enipower di Brindisi, in ottemperanza alle normative vigenti, è annualmente effettuato il censimento dei materiali contenenti amianto (MCA) corredato di relativa mappatura.

L'indicatore rappresentativo per il monitoraggio dell'amianto ancora presente è il seguente:

- **Amianto**, che rappresenta la stima del quantitativo di materiali contenenti amianto ancora presenti in Stabilimento.

Indicatore	UdM	2021	2022	2023
Amianto	kg	100	100	2

Tabella 13 – Quantità di amianto presente in stabilimento

Nel corso del 2023 i monitoraggi quadrimestrali condotti per il rilievo delle fibre aerodisperse non hanno mostrato criticità. La sorveglianza ed i monitoraggi continueranno per tutto il 2024. Nel corso di tale anno si prevede il completamento della bonifica del quadro della S02.



*Dichiarazione Ambientale 2023*

# **Allegato 3 – Centrale di Ferrera Erbognone**



## Sommario

La società e l'assetto organizzativo.....	107
Descrizione della centrale.....	107
Interventi impiantistici.....	111
Principali accadimenti ambientali.....	111
Procedimenti ambientali.....	111
Inquadramento autorizzativo.....	111
Applicazione delle BAT.....	112
Gestione degli Stakeholder.....	112
Produzione.....	114
Aspetti ambientali.....	116
Emissioni in atmosfera.....	119
Emissioni di macroinquinanti.....	119
Emissioni gas serra.....	123
Impiego di risorse naturali ed energetiche.....	127
Ciclo dell'acqua.....	127
Prelievi idrici.....	127
Scarichi idrici.....	129
Consumo di combustibili ed efficienza energetica.....	130
Rifiuti.....	134
Rumore ambientale.....	136
Amianto.....	139



## La società e l'assetto organizzativo

Nello Stabilimento di Ferrera Erbognone trovano occupazione 47 persone dedicate all'esercizio, alla manutenzione degli impianti e allo svolgimento di alcuni servizi a supporto della produzione. Inoltre, alcune attività, soprattutto quelle di tipo specialistico, vengono svolte da personale esterno attraverso appalti.

La struttura dello Stabilimento è suddivisa in quattro unità, alle dipendenze del Responsabile dello Stabilimento.

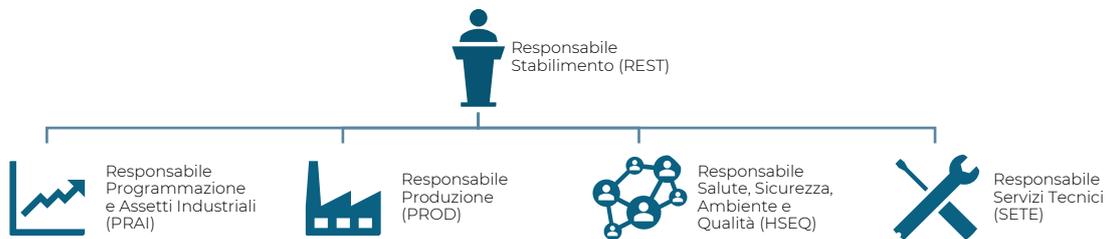


Figura 1 - Assetto organizzativo Enipower di Ferrera Erbognone

## Descrizione della centrale

La centrale Enipower è situata nel comune di Ferrera Erbognone (PV) e confina con il Green Data Center di Eni e la raffineria Eni di Sannazzaro dè Burgondi. Con le proprie produzioni, copre i fabbisogni energetici del comparto industriale locale e parte dei consumi elettrici nazionali.

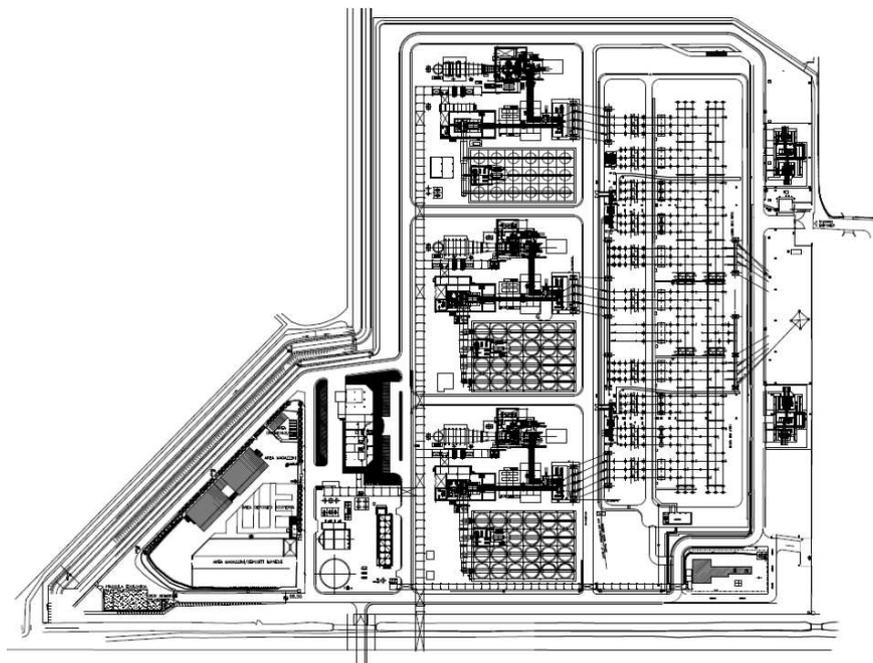


Figura 2 – Planimetria dello stabilimento

La centrale termoelettrica a ciclo combinato Enipower è costituita da tre gruppi cogenerativi:

- due gruppi gemelli, denominati CC1 e CC2, le cui turbine a gas TG11 e TG12 sono alimentate con gas naturale;
- un gruppo, denominato CC3, la cui turbina a gas TG13 è alimentabile sia con un mix di gas di sintesi/gas naturale sia con solo gas naturale.

La fornitura del gas naturale è assicurata da Eni attraverso il metanodotto di Snam Rete Gas, mentre il gas di sintesi (syngas), utilizzato a partire da marzo 2006 per il solo gruppo CC3, è prodotto nell'impianto di gassificazione degli idrocarburi pesanti presso la raffineria Eni di Sannazzaro de' Burgondi.

I tre gruppi di produzione a ciclo combinato sono caratterizzati dalle seguenti potenze elettriche e termiche di combustione:

- gruppo di produzione CC1: potenza elettrica di progetto pari a 390 MWe, potenza termica di progetto pari a 683 MWt;
- gruppo di produzione CC2: potenza elettrica di progetto pari a 390 MWe, potenza termica di progetto pari a 683 MWt;
- gruppo di produzione CC3: potenza elettrica di progetto pari a 250 MWe, potenza termica di progetto pari a 462 MWt.

Le sezioni impiantistiche dei tre gruppi cogenerativi a ciclo combinato comprendono:

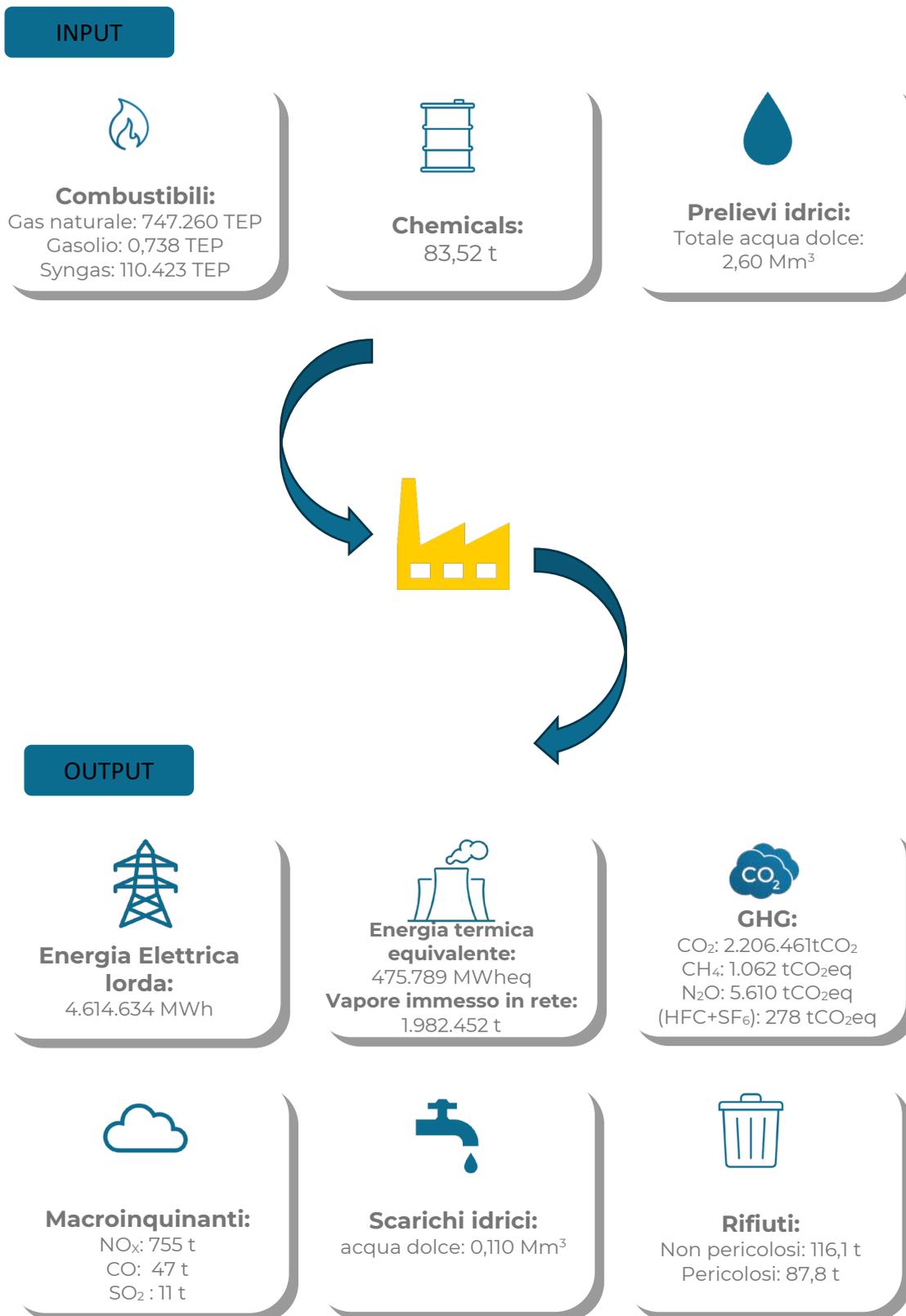
- Tre turbine a gas:
  - Turbina a gas TG11 (del CC1) alimentata con gas naturale, alla quale è accoppiato il relativo generatore elettrico;



- Turbina a gas TG12 (del CC2) alimentata con gas naturale, alla quale è accoppiato il relativo generatore elettrico;
- Turbina a gas TG13 (del CC3) alimentabile sia con mix syngas/gas naturale sia con solo gas naturale, alla quale è accoppiato il relativo generatore elettrico.
- Tre caldaie a recupero:
  - Ognuna delle tre caldaie a recupero (generatori di vapore a recupero GVR31, GVR32 e GVR33) è composta da una serie di scambiatori di calore attraversati da fumi di scarico della turbina a gas che consentono di recuperare una grande quantità di energia termica producendo vapore ad alta, media e bassa pressione. I fumi così raffreddati sono inviati al camino con una temperatura di circa 100°C. Dalla sezione di media pressione dei GVR 31 e 32, tutto il vapore estratto viene esportato alla raffineria Eni, mentre per l'unità GVR 33 parte del vapore estratto viene reimpresso in camera di combustione per l'abbattimento degli NO<sub>x</sub>.
- Tre turbine a vapore:
  - Ognuna delle tre turbine a vapore (TV21, TV22, TV23) sfrutta il vapore prodotto dal relativo GVR, producendo energia elettrica mediante il generatore elettrico accoppiato.
- Tre condensatori a ventilazione forzata dell'aria:
  - Il vapore che non viene esportato per la cogenerazione alla raffineria Eni (o quello avviato al CC3 per l'abbattimento degli NO<sub>x</sub>) viene espanso, fino a condizioni di pressione prossime al vuoto assoluto, e condensato. Il vapore condensato, infine, viene estratto con apposite pompe a circa 40 °C per essere nuovamente inviato in caldaia.
- Tre trasformatori elevatori:
  - Per mezzo di un trasformatore, l'energia prodotta a due diversi livelli di tensione dalle sezioni gas e vapore del ciclo combinato viene elevata al livello di rete (380 kV). Nella sottostazione di alta tensione l'energia elettrica prodotta viene smistata su due linee a 380 kV, che connettono la centrale alla rete di trasmissione nazionale.
- Due autotrasformatori 380/132 KV
  - per mezzo dei due trasformatori e due linee in cavo si alimenta la raffineria Eni S.p.A. di Sannazzaro de' Burgondi
- Due Stazioni GIS a 132 KV
  - Le sottostazioni 132 kV sono connesse alla stazione 380 kV tramite due stalli equipaggiati di cavi 400 kV che alimentano due autotrasformatori direttamente collegati alle stazioni GIS. Le stazioni GIS alimentano due trasformatori 132/20 kV che attraverso i rispettivi cavi alla medesima tensione forniscono energia al Green Data Center
- Torri evaporative:
  - Per il raffreddamento in ciclo chiuso dei macchinari principali, la centrale è dotata di torri evaporative del tipo WET-DRY. Tali sistemi sono progettati per raffreddare di circa 8°C una portata di acqua pari a 3.300 m<sup>3</sup>/h.



Nella seguente immagine è riportato il flusso di massa ed energia della centrale di Ferrera Erbognone dell'anno 2023.





## Interventi impiantistici

Nel corso del 2023 sono stati completati/avviati i seguenti interventi:

- Nel corso della fermata Major CC1 svolta dal 2 giugno al 20 luglio 2023 sono stati effettuati gli interventi di efficientamento energetico della turbina a gas, oggetto di istanza di Modifica non sostanziale AIA approvata dal MITE il 05/09/2022. Tale intervento costituisce inoltre un obiettivo ambientale.

## Principali accadimenti ambientali

Nel 2023 la centrale di Ferrera Erbognone non ha vissuto eventi con dirette ricadute ambientali. Nel corso dell'anno, infatti, non si sono verificati dei superamenti significativi (per frequenza e gravità) delle soglie di allarme e/o dei limiti normativi rispetto alle matrici ambientali, o emergenze.

## Procedimenti ambientali

Nel sito non vi è la presenza di terreni contaminati e non sono in corso procedimenti di bonifica.

Lo stato dei terreni, della gestione delle matrici ambientali, e degli asset analizzati non presentano criticità.

Le analisi sui 4 piezometri presenti in stabilimento effettuate a giugno 2023 sono in linea con i valori storici e non hanno riportato anomalie.

## Inquadramento autorizzativo

Lo Stabilimento di Ferrera Erbognone è in possesso delle seguenti autorizzazioni:

- Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) rilasciata con Decreto DVA-2012-0000235 del 21/12/2012, riesaminata con DM 364 del 07/09/2021 pubblicato in Gazzetta Ufficiale in data 29/09/2021;
- Autorizzazione n. 222 ad emettere gas serra approvata con Decreto Direttoriale DEC/RAS/2179/2004 e SMI ai sensi della Direttiva Emission Trading System (ETS);
- Certificato di Prevenzione Incendi (CPI) rilasciato da parte del Comando dei Vigili del Fuoco di Pavia; il CPI è stato rinnovato in data 1 aprile 2022.

Entro la fine di aprile 2024 (in linea con i tempi richiesti dall'Autorizzazione Integrata Ambientale) sarà inviata agli Enti competenti la relazione annuale AIA, in cui si riporta il rispetto dei limiti autorizzativi prescritti dall'AIA, per l'esercizio di impianto 2023.

Nell'anno 2023 si è data attuazione del Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) relativo al riesame dell'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) approvato nel 2021 (DM 364 del 07/09/2021, pubblicata in Gazzetta Ufficiale in data 29/09/2021) e discusso con ISPRA nella videoconferenza tenutasi il 24/03/2022 (controdeduzioni ISPRA a seguito della riunione ricevuta il 05/05/2022).



Nel corso della fermata Major CC1 svolta dal 2 giugno al 20 luglio 2023 sono stati effettuati gli interventi di efficientamento energetico della turbina a gas, oggetto di istanza di Modifica non sostanziale AIA approvata dal MiTE il 05/09/2022.

Successivamente si è provveduto a dare esecuzione alle relative prescrizioni riportate nel relativo PIC:

- Aggiornamento della valutazione dell'impatto acustico nei confronti dell'ambiente
- Determinazione del rendimento elettrico netto o del consumo netto di combustibile con prove condotte a massimo carico.

Con lettera prot. 004/2024 del 10/01/2024 si è provveduto a dare comunicazione agli Enti del completamento dell'intervento e dell'esecuzione delle prescrizioni.

Nel corso del II trimestre 2024 è previsto il controllo ordinario AIA, con verifica SME campionamento sul punto di emissione E3 (camino CC3) e sugli scarichi idrici.

## Applicazione delle BAT

La Commissione Europea, con decisione di esecuzione 31 luglio 2017, n. 2017/1442/UE, ha adottato, a norme della direttiva 2010/75/UE, le "Conclusioni sulle BAT" (acronimo di "Best Available Techniques" ovvero "Migliori Tecniche Disponibili") per i "Grandi Impianti di Combustione" (GIC, centrali con potenza termica nominale pari o superiore a 50 MW).

A seguito di questo importante aggiornamento normativo, Enipower, nel corso del 2018, ha istituito un gruppo di lavoro che ha svolto una gap analysis relativamente alle BAT di settore con lo scopo di verificarne lo stato di attuazione. Ai fini dello studio sono state considerate le "conclusioni generali sulle BAT" (BAT 1÷17) e le "conclusioni sulle BAT per la combustione di gas naturale" (BAT 40÷45) elencate nell'Allegato della Decisione di Esecuzione (UE) della Commissione del 31 luglio 2017.

A seguito di tale attività si è potuto verificare che le BAT GIC risultano applicate alla Centrale di Ferrera Erbognone, come evidente anche dal Riesame AIA DM 364 del 07/09/2021, pubblicato in Gazzetta Ufficiale il 29/09/2021.

## Gestione degli Stakeholder

Lo strumento di riferimento per la mappatura degli stakeholder nelle realtà operative Eni è l'SMS (Stakeholder Management System), una piattaforma web-based che consente di:

- Mappare, classificare e prioritizzare gli stakeholder;
- Archiviare le interazioni rilevanti (es. minute di incontri, lettere, e-mail, ecc.) con gli stakeholder, con focus su quelle focalizzate su temi di sostenibilità;
- Tracciare le richieste di sostenibilità e le eventuali lamentele (grievances) ricevute;



- Identificare gli stakeholder rilevanti e quelli eventualmente critici, con evidenza dei temi più richiesti;
- Tracciare le azioni di Eni (inclusi i progetti per il territorio locale) in risposta alle richieste degli stakeholder;
- Geolocalizzare gli stakeholder.

Tutti i principali stakeholder esterni dello stabilimento sono stati caricati all'interno del database ottenendone una matrice di rischio in termini di rilevanza e attitudine, visibile nella Figura 3.

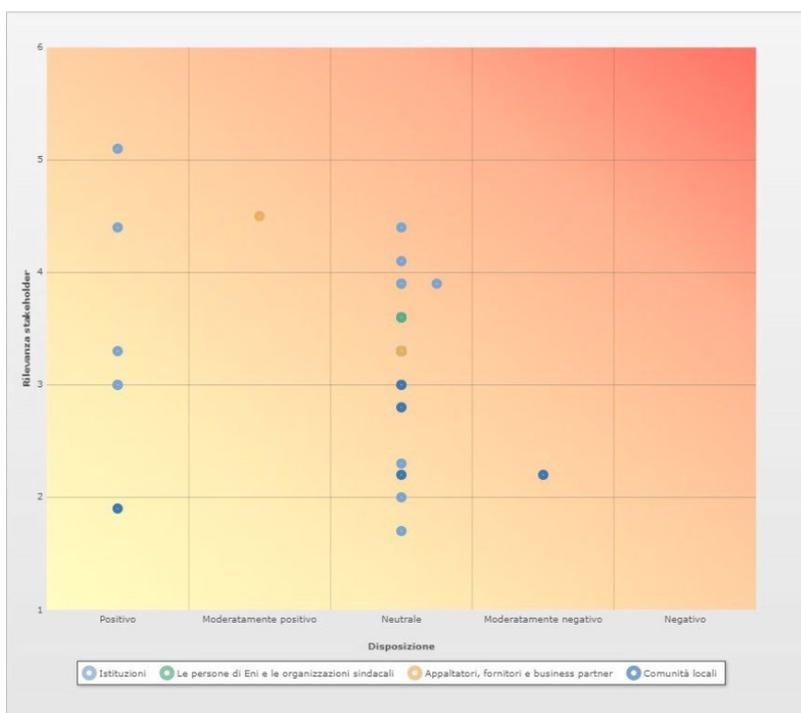


Figura 3 - Output del software SMS

Tra gli stakeholder esterni dello stabilimento Enipower di Ferrera Erbognone, l'unica variazione nel corso del 2023 è stata l'inserimento dell'Azienda Agricola Allevi, che nel 2023 ha presentato una domanda per l'inserimento di una nuova sezione di trattamento termico dei fanghi biologici generati dalla depurazione delle acque e contestuale recupero di fosforo e solfato d'ammonio, oggetto di autorizzazione regionale. Lo stabilimento Enipower di Ferrera Erbognone ha partecipato alle riunioni della Conferenza dei Servizi che sono avvenute nel 2023, fornendo anche su richiesta degli Enti i dati meteo rilevati dalla propria centralina negli anni 2020-2023.

Tra lo stabilimento Enipower e il Comune di Ferrera Erbognone è in essere una convenzione che prevede il finanziamento da parte di Enipower di interventi di efficienza energetica realizzate dal Comune a beneficio del territorio e dei cittadini. La riunione periodica della Commissione Tecnica del Comune di Ferrera Erbognone, nell'ambito di tale convenzione, è stata effettuata in data 26 ottobre 2023.

In tale occasione si sono analizzati la rendicontazione dei due progetti di efficientamento energetico proposti dal Comune per l'anno 2023 (Realizzazione



impianto fotovoltaico su tetto edificio Comunale e sostituzione corpi illuminati uffici comunali); sono stati inoltre presentati i due progetti previsti per il 2024 che consistono nell'installazione di impianto solare fotovoltaico sul tetto della scuola materna e della piazzola ecologica. La commissione ha approvato tali progetti.

Per quanto riguarda gli stakeholder interni, non si registrano variazioni.

Di seguito si riporta l'elenco dei principali stakeholder dello stabilimento:

- Sede Enipower;
- Azionisti e Soci Terzi
- Direzioni e società Eni (Direzione Energy Evolution, LdB Power Generation&Marketing - Toller);
- Dipendenti e relativi Rappresentanti (RLSA);
- Società adiacenti allo stabilimento (Eni Raffineria di Sannazzaro, Eni Green Data Center, Air Liquide);
- Organizzazioni sindacali;
- Associazioni di categoria a livello locale (Confindustria, etc.);
- Fornitori;
- Contrattisti;
- Istituzioni, authority ed enti di controllo (INPS, INAIL, ISPRA, Ufficio provinciale del Ministero del Lavoro, ASL, VVFF, Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, Terna, Gestore dei Servizi Energetici, Agenzia delle Dogane, ENEA, Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, Ministero della Salute, Regione Lombardia, Provincia di Pavia, Arpa Lombardia, Prefettura di Pavia, Protezione Civile, Carabinieri, Comune di Ferrera Erbognone, Comune di Sannazzaro de Burgondi, etc.);
- Comunità locali;
- Istituti superiori, università e centri di ricerca;
- Media.

## Produzione

L'assetto tipico degli impianti tenuto nel 2023 è stato il seguente:

- Ciclo Combinato 1 in marcia
- Ciclo Combinato 2 in marcia
- Ciclo Combinato 3 in marcia (a syngas e/o a gas naturale)
- stabilimento collegato alla Rete Elettrica Nazionale tramite linea a 380 kV e linee a 132 kV verso Raffineria.

Il numero di avviamenti dei gruppi 1 e 2 è legato soprattutto alle strategie di mercato e alle richieste del Gestore nazionale della rete elettrica, nel corso dell'anno 2023 vi è stato solo un avviamento su richiesta di quest'ultimo; gli avviamenti del gruppo 3 sono



legati soprattutto alla fornitura di syngas che condiziona successivamente le strategie di mercato.

Nel corso del 2023 si sono svolte le seguenti fermate manutentive (programmate e non) che hanno coinvolto tutti e tre i cicli combinati:

- Fermata manutentiva CC2 a seguito di guasto alternatore TG2, dal 29 novembre 2022 all'11 gennaio 2023
- Major CC1: dal 2 giugno al 20 luglio 2023
- Minor CC2: dal 9 al 22 settembre 2023
- Minor CC3: dal 27 ottobre al 9 novembre 2023

In particolare, vengono presentati gli andamenti relativi ai seguenti indicatori identificati come rappresentativi del ciclo produttivo:

- **Produzione energia elettrica lorda**, con cui si intende tutta l'energia elettrica prodotta;
- **Produzione energia elettrica netta**, con cui si intende l'energia elettrica prodotta, al netto degli autoconsumi;
- **Equivalente exergetico<sup>1</sup> dell'energia termica prodotta**, con cui si indica la quantità di energia elettrica che si sarebbe prodotta qualora il vapore distribuito ai clienti venisse utilizzato completamente in turbina per produrre solamente energia elettrica. Il dato di vapore da considerare è al netto degli autoconsumi.
- **Energia elettrica equivalente (produzione totale)**, pari dalla somma degli indicatori "Produzione energia elettrica lorda" e "Equivalente exergetico dell'energia termica prodotta"

La seguente tabella riporta i valori degli indicatori descritti per il triennio 2021-2023, rappresentati nei due grafici successivi.

Indicatore	UdM	2021	2022	2023
<b>Produzione energia elettrica lorda</b>	MWh	4.656.941	5.415.432*	4.614.634
<b>Produzione energia elettrica netta</b>	MWh	4.573.551	5.321.195	4.534.314
<b>Equivalente exergetico dell'energia termica prodotta (vapore di Media e Bassa Pressione)</b>	MWheq	424.838	374.840	475.789
<b>Energia elettrica equivalente (produzione totale)</b>	MWheq	5.081.779	5.790.272*	5.090.423

Tabella 1 - Produzione di energia  
\* Dati corretti in seguito ad arrotondamenti.

<sup>1</sup> Si definisce exergia la quantità di energia elettrica che sarebbe prodotta qualora il vapore distribuito ai clienti fosse utilizzato completamente in turbina per produrre solamente energia elettrica. A titolo di esempio, una turbina dalla quale si prelevano 10 t/h di vapore con una pressione di 50 bar per i clienti produce una minor quantità di energia elettrica, circa 3 MW, di una turbina di pari caratteristiche in cui una analoga quantità di vapore viene lasciata espandere completamente.

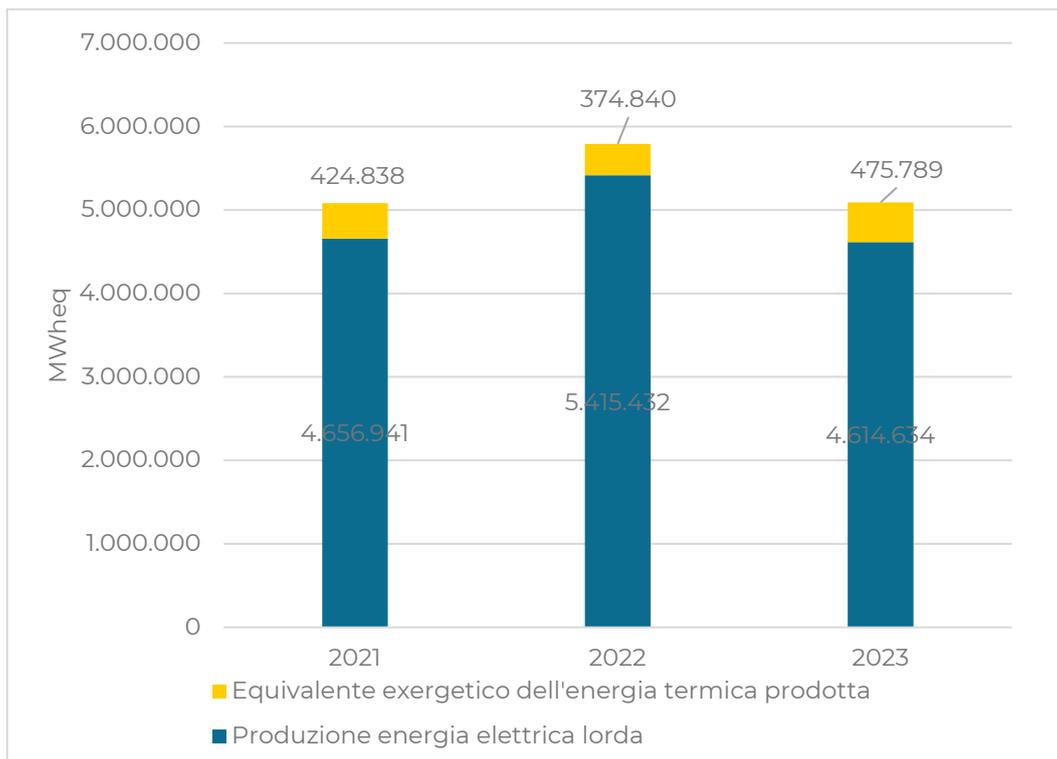


Figura 4 - Produzioni annue di energia elettrica lorda ed equivalente exergetico dell'energia termica prodotta

Nel 2023 la produzione di energia elettrica è diminuita leggermente rispetto al 2022 e si è allineata ai valori degli anni precedenti, nel rispetto di quanto richiesto dal mercato elettrico e dalle esigenze manutentive programmate. Per quanto riguarda la produzione di vapore immesso in rete, questo dipende dalle richieste della Raffineria di Sannazzaro.

## Aspetti ambientali

Enipower ha effettuato un'analisi iniziale degli aspetti ambientali, pertinenti alle attività dell'organizzazione, che generano un impatto sull'ambiente. La significatività degli aspetti ambientali viene valutata ogni anno.

Dal 2022 la valutazione degli aspetti ambientali viene effettuata in accordo alla nuova metodologia Eni "Analisi degli aspetti ambientali e degli impatti/rischi per l'ambiente e l'organizzazione" (rif. opi-hse-008-eni spa) che prevede una metodologia unificata per la valutazione degli aspetti ambientali per tutte le società dell'Eni.

Nella tabella seguente si riportano gli aspetti ambientali caratterizzanti le attività dello stabilimento di Ferrera Erbognone con la relativa valutazione del loro livello di rischio residuo.

Alcuni degli aspetti ambientali sottoelencati sono soggetti a limiti e prescrizioni normati dall'Autorizzazione Integrata Ambientale, cui si rinvia per approfondimenti.



Aspetti	Impatti/rischi	Rischio residuo
<b>Consumo di materie prime</b>	Depauperamento risorse naturali non rinnovabili/rinnovabili	alto
<b>Consumo risorse energetiche</b>	Depauperamento risorse naturali non rinnovabili/rinnovabili	basso
<b>Consumo risorse idriche</b>	Depauperamento risorse naturali non rinnovabili/rinnovabili	basso
<b>Emissioni puntuali in atmosfera</b>	Inquinamento atmosferico	medio
	Aumento effetto Serra	alto
<b>Emissioni in atmosfera fuggitive/diffuse</b>	Inquinamento atmosferico	basso
	Aumento effetto Serra	basso
<b>Rifiuti e sottoprodotti</b>	Inquinamento del suolo/sottosuolo	basso
<b>Effluenti liquidi/scarichi idrici</b>	Inquinamento delle acque	medio
<b>Interazioni con suolo e sottosuolo (rilasci nel terreno, uso del suolo, rilasci nel sottosuolo, ecc.)</b>	Inquinamento del suolo/sottosuolo	basso
<b>Rumore e Vibrazioni</b>	Peggioramento del clima acustico	medio
<b>Sostanze contenenti PCB/PCT</b>	Inquinamento del suolo/sottosuolo	N/A
	Inquinamento delle acque	N/A
	Distruzione di flora/fauna, perdita biodiversità	N/A
<b>Odori</b>	Inquinamento odorigeno	basso
<b>Impatto visivo</b>	Inquinamento visivo e paesaggistico	basso
<b>Elettromagnetismo</b>	Inquinamento elettromagnetico	basso
<b>Radioattività</b>	Contaminazione radioattiva	basso
<b>Amianto</b>	Inquinamento atmosferico	N/A



Aspetti	Impatti/rischi	Rischio residuo
	Danni alla salute	N/A
<b>Occupazione di suolo</b>	Depauperamento risorse naturali non rinnovabili/rinnovabili	basso

Tabella 2 - Lista degli aspetti ambientali, relativo grado di impatto/rischio e rischio residuo

Nella tabella seguente si riportano le opportunità caratterizzanti le attività dello stabilimento di Ferrera Erbognone e la valutazione della loro significatività.

Aspetto ambientale	Opportunità	Significatività	Priorità di intervento
<b>Rifiuti e sottoprodotti</b>	Aumento della % recupero di rifiuti pericolosi e non	Non significativo	P3
<b>Consumo risorse energetiche/ Consumo di materie prime</b>	Recupero energetico linea alim. G.N. CCI-CC2	Media	P2
<b>Consumo risorse energetiche</b>	Energy Saving CC3	Media	P2
<b>Consumo risorse energetiche</b>	Ottimizzazione Impianti luce e Riscaldamento-Raffrescamento di cabinati e capannoni	Media	P2
<b>Consumo risorse energetiche</b>	Miglioramento efficienza energetica (efficientamento motori torri, modifica Circuito di raffreddamento dei sistemi ausiliari, efficientamento pompe, recupero termico)	Media	P2

Tabella 3 - Significatività aspetti ambientali e opportunità

L'approccio metodologico per determinare la priorità di intervento delle opportunità è basato sulla fattibilità e sul vantaggio che la data opportunità può portare all'organizzazione.

Il codice di priorità di intervento si interpreta nel seguente modo:

- P1: ALTA (Adozione di procedure di controllo operativo e attuazione obiettivi di miglioramento)



- P2: MEDIA (Adozione di procedure di controllo operativo con possibile individuazione di obiettivi di miglioramento)
- P3: BASSA (Monitoraggio)

In merito agli indicatori ambientali si precisa che, rispetto a quanto previsto dall'Allegato IV del Regolamento n. 2026/2018 non sono stati definiti degli indicatori per i seguenti aspetti: produzione di rifiuti, uso del suolo in relazione alla biodiversità e consumo e produzione di energia rinnovabile.

La produzione di rifiuti non si ritiene un aspetto significativo, in quanto non è direttamente connessa al processo di produzione dell'energia elettrica e termica, ma deriva principalmente dalle attività di manutenzione.

Sull'uso del suolo in relazione alla biodiversità, quanto previsto dal regolamento 2026/2018 risulta non correlabile al processo produttivo della centrale e inoltre poco rappresentativo considerate le dimensioni ridotte della centrale, rapportate alla sua funzione strategica per il Green Data Center Eni e la limitrofa Raffineria di Sannazaro. Più in dettaglio, l'unico dato che potrebbe essere preso in considerazione, tra quelli proposti dal regolamento, è la superficie totale impermeabilizzata, ove però tale condizione è richiesta nell'ambito dell'Autorizzazione Integrata Ambientale come strumento di protezione verso le matrici ambientali. L'aspetto si ritiene quindi di scarsa significatività.

Nella Centrale Enipower di Ferrera Erbognone non sono al momento impiegate fonti di energia rinnovabile.

Per quanto riguarda gli indici specifici riportati nei seguenti paragrafi, si precisa che questi sono calcolati considerando al denominatore (Dato B) l'indicatore "Energia elettrica equivalente (produzione totale)" come definito al precedente paragrafo.

## Emissioni in atmosfera

### Emissioni di macroinquinanti

Le emissioni in atmosfera sono generate dalla combustione del gas naturale e di syngas nelle unità produttive dell'impianto di cogenerazione.

Di seguito vengono presentati gli andamenti relativi ai seguenti indicatori identificati come rappresentativi delle emissioni in atmosfera:

- **Emissioni di macroinquinanti: concentrazioni di CO e NO<sub>x</sub>**, con cui si riportano le concentrazioni medie calcolate in funzione dei VLE autorizzati in AIA, alle condizioni di normal funzionamento.
- **Emissioni di macroinquinanti: quantità di NO<sub>x</sub>**, con cui si riporta la quantità massica annua di NO<sub>x</sub> emessa. Il dato fa riferimento alle emissioni totali (regime + transitori).
- **Indicatore di emissione NO<sub>x</sub>**, con cui si intende il rapporto tra l'indicatore "Quantità di NO<sub>x</sub>" e l'indicatore "Energia elettrica equivalente (produzione totale)".



- **Emissioni di macroinquinanti: quantità di CO**, con cui si riporta la quantità massica annua di CO emessa. Il dato fa riferimento alle emissioni totali (regime + transitori).
- **Indicatore di emissione CO**, con cui si intende il rapporto tra l'indicatore "Quantità di CO" e l'indicatore "Energia elettrica equivalente (produzione totale)".
- **Emissioni di macroinquinanti: quantità di SO<sub>2</sub>**, con cui si riporta la quantità massica annua di SO<sub>2</sub> emessa. Il dato fa riferimento alle emissioni totali (regime + transitori).
- **Indicatore di emissione SO<sub>2</sub>**, con cui si intende il rapporto tra l'indicatore "Quantità di SO<sub>2</sub>" e l'indicatore "Energia elettrica equivalente (produzione totale)".

Nella tabella seguente viene riportato il confronto tra i VLE autorizzati e il valor massimo della media giornaliera e della media annuale misurate. I valori delle medie orarie risultano cogenti solo quando non disponibile il valore della media giornaliera.



Indicatore	CC	UdM	2021	VLE (fino al 28/09/2021)	2022		2023		VLE
					Max medio giornaliero	Medio annuale	Max medio giornaliero	Medio annuale	
<b>Emissioni di macroinquinanti: concentrazione di CO e NO<sub>x</sub></b>	CC1	mg/Nm <sup>3</sup> Nox	18,9	30 orari	24,9	18,4	25,9	21,7	30 orari 28 giornalieri 25 annuali
	CC1	mg/Nm <sup>3</sup> CO	1	30 orari	2,9	0,8	5,7	1,2	30 orari 25 giornalieri
	CC2	mg/Nm <sup>3</sup> NO <sub>x</sub>	22	30 orari	25,4	18,4	22,9	17,4	30 orari 28 giornalieri 25 annuali
	CC2	mg/Nm <sup>3</sup> CO	0,8	30 orari	5,6	1,1	5,2	1,4	30 orari 25 giornalieri
	CC3	mg/Nm <sup>3</sup> NO <sub>x</sub>	39,4	50 orari	45,0	38,4	44,0	41,3	50 orari 48 giornalieri 43 annuali
	CC3	mg/Nm <sup>3</sup> CO	0,9	40 orari	1,0	0,4	1,1	0,5	40 orari 40 giornalieri
<b>Emissioni di macroinquinanti: concentrazione di SO<sub>2</sub></b>	CC3	mg/Nm <sup>3</sup> SO <sub>2</sub>	0	10 orari	5,7	1,9	4,3	2,4	10 orari 10 giornalieri

Tabella 4. Medie annuali delle concentrazioni dei macroinquinanti in CC1, CC2 e CC3 e i VLE autorizzati.



Di seguito si riportano si riportano gli andamenti massici delle emissioni di CO, NO<sub>x</sub> e SO<sub>2</sub>.

Indicatore	UdM	2021	2022	2023
<b>Emissioni di macroinquinanti: quantità di NO<sub>x</sub></b>	t/anno	769	879	755
<b>Emissioni di macroinquinanti: quantità di CO</b>	t/anno	42	56	47
<b>Emissioni di macroinquinanti: quantità di SO<sub>2</sub></b>	t/anno	0	27	11
<b>Indicatore emissione NO<sub>x</sub></b>	g/kWheq	0,152	0,152	0,148
<b>Indicatore emissione CO</b>	g/kWheq	0,008	0,010	0,009
<b>Indicatore emissione SO<sub>2</sub></b>	g/kWheq	0	0,0047	0,0022

Tabella 5 Emissioni massiche dei macroinquinanti e indicatori di emissione

Il calo delle emissioni di NO<sub>x</sub>, CO ed SO<sub>2</sub> e dei rispettivi indicatori rispetto al 2022 è legato alle fermate, agli assetti produttivi degli impianti ed all'assenza di syngas da fine maggio sino a dicembre 2023.

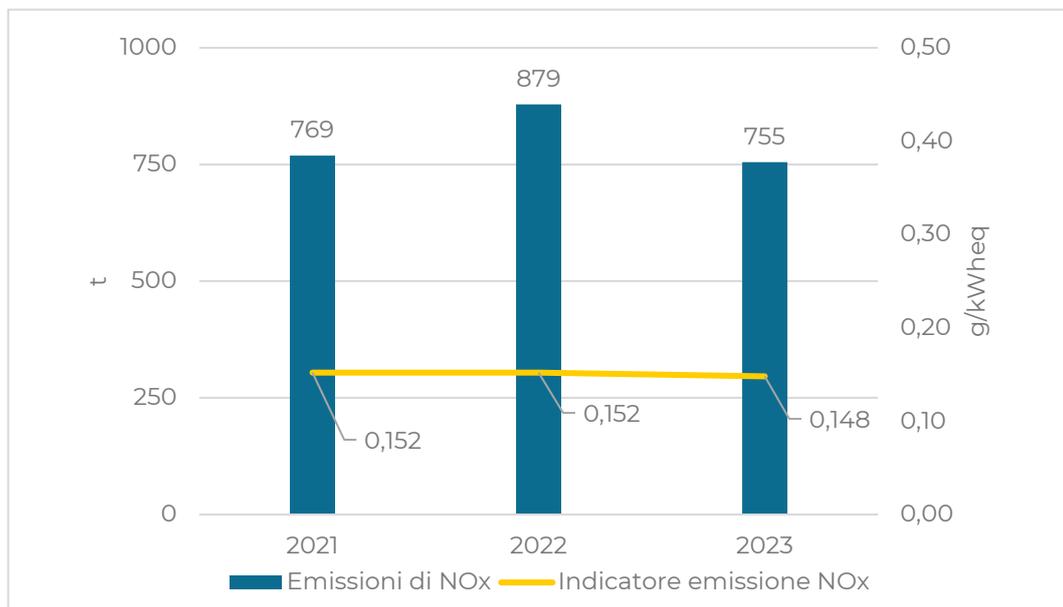


Figura 5 – Emissioni in atmosfera di NO<sub>x</sub>: quantità e indicatore di emissione

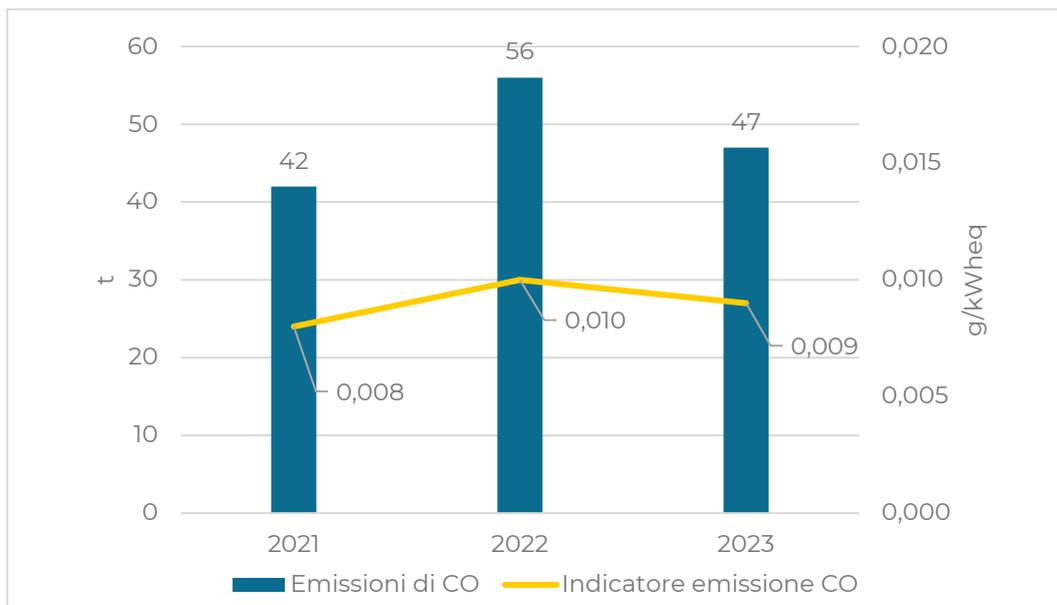


Figura 6 - Emissioni in atmosfera di CO: quantità e indicatore di emissione

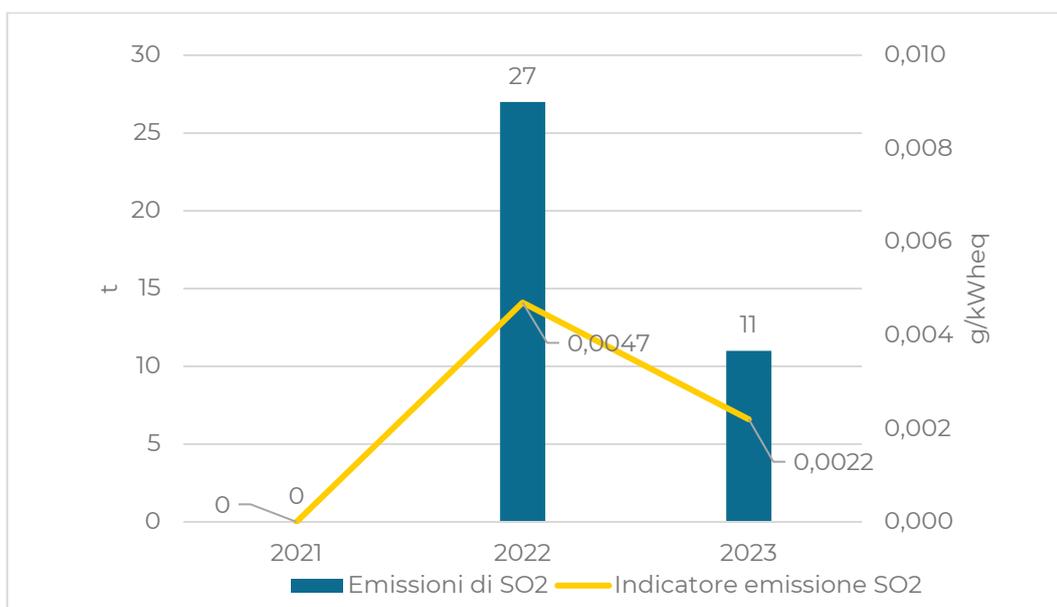


Figura 7 - Emissioni in atmosfera di SO<sub>2</sub>: quantità e indicatore di emissione

## Emissioni gas serra

La centrale di Ferrera Erbognone è in possesso dell'autorizzazione n. 222 ad emettere gas serra, approvata con Decreto Direttoriale DEC/RAS/2179/2004 e s.m.i ai sensi della Direttiva Emission Trading System (ETS).

Nell'ambito della partecipazione al quarto periodo di adempimento del sistema europeo di Emission Trading relativo allo scambio di quote di emissione di CO<sub>2</sub> per il



periodo 2021-2030 ai sensi della Direttiva 2003/87/CE, il Piano di Monitoraggio versione 1 è stato inviato in data 08/11/2021 ed approvato in data 01/02/2023 con Delibera 27/2023.

La centrale di Ferrera Erbognone ha ottenuto, nei tempi previsti, la certificazione delle emissioni dell'anno 2023 da parte dell'ente esterno di verifica (2.206.441 t di CO<sub>2</sub>).

Altre emissioni di gas a effetto serra, non soggette al regolamento ETS, sono riconducibili alle seguenti sostanze:

- Esafluoruro di zolfo
- Idrofluorocarburi
- Protossido di azoto
- Metano

La conversione su base equivalente di CO<sub>2</sub> utilizza i potenziali di riscaldamento globale (GWP) adottati dal 4th Assessment Report IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change – Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Reporting Instructions – in accordo al sistema normativo Eni e all'Allegato B delle LG ISPRA 197/2022.

Di seguito vengono presentati gli andamenti relativi ai seguenti indicatori identificati come rappresentativi delle emissioni di GHG:

- **Emissioni di GHG totali**, con cui si indica il quantitativo annuo di emissioni di CO<sub>2</sub> e CO<sub>2</sub> equivalente da CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O e gas fluorurati.
- **Emissioni di CO<sub>2</sub>**, con cui si indica il quantitativo annuo di emissione totale di CO<sub>2</sub> da combustione e processo, ottenuto sommando la CO<sub>2</sub> certificata (ETS) e quella proveniente da mobility.
- **Emissioni di CH<sub>4</sub>**, con cui si indica il quantitativo annuo di emissioni totali di CH<sub>4</sub>, espresse in tCO<sub>2</sub>eq/anno, e dovute a combustione e processo, fuggitive e venting.
- **Emissioni di N<sub>2</sub>O**, con cui si indica il quantitativo annuo di emissioni totali di N<sub>2</sub>O, espresse in tCO<sub>2</sub>eq/anno, e dovute a combustione e processo.
- **Emissione totale fluorurati**, con cui si indica la somma, espressa in tCO<sub>2</sub>eq/anno, delle emissioni di idrofluorocarburi ed esafluoruro di zolfo.
- **Emissioni di HFC**, con cui si indica il quantitativo annuo di emissione totale di idrofluorocarburi (espresso in kg/anno) contenuti negli impianti HVAC;
- **Emissioni di SF<sub>6</sub>**, con cui si indica il quantitativo annuo di emissione totale di esafluoruro di zolfo (espresso in kg/anno) contenuto nei commutatori elettrici;
- **Indicatore di emissione CO<sub>2</sub>**, con cui si indica il rapporto tra l'indicatore "Emissioni CO<sub>2</sub>" e l'indicatore "Produzione totale di energia".
- **Indicatore di emissione GHG**, con cui si indica il rapporto tra "Emissioni GHG totali" e l'indicatore "Produzione totale di energia".

Nella tabella, di seguito riportata, sono rappresentate le emissioni di gas serra derivanti dalle attività dello stabilimento di Ferrera Erbognone.



Indicatore		UdM	2021	2022	2023
<b>Emissioni GHG totali</b>		tCO <sub>2</sub> eq/anno	1.997.869	2.569.647*	2.213.411
<b>Emissioni CO<sub>2</sub></b>		t/anno	1.986.667	2.551.064	2.206.461
<b>Emissioni CH<sub>4</sub></b>	Totali	tCO <sub>2</sub> eq/anno	1.043	1.221	1.062
	Da combustione e processo	t/anno	37,92	42,98	36,94
	Fuggitive	t/anno	0,65	1,60	1,74
	Venting	t/anno	3,17	4,26	3,82
<b>Emissioni N<sub>2</sub>O</b>		tCO <sub>2</sub> eq/anno	10.066	16.407	5.610
		tN <sub>2</sub> O/anno	33,78	55,06	18,82
<b>Totale fluorurati</b>		tCO <sub>2</sub> eq	93	956	278
<b>HFC</b>		Kg/anno	18	413,5	22,5
<b>SF<sub>6</sub></b>		Kg/anno	2,9	16,0	10,8

Tabella 6 - Emissioni gas serra  
\*Dato corretto in seguito ad arrotondamenti

Nel complesso, il peso della CO<sub>2</sub> equivalente di derivazione dalle 4 sostanze citate (CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, HFC ed SF<sub>6</sub>), risulta esiguo rispetto alla CO<sub>2</sub> prodotta dalla combustione del gas naturale per la produzione di energia elettrica, si hanno 2.213.411 t di CO<sub>2</sub> equivalente totale contro 2.206.461 t di CO<sub>2</sub> da combustione e processo.

Indicatore	UdM	2021	2022	2023
<b>Indicatore emissione CO<sub>2</sub></b>	gCO <sub>2</sub> /kWheq	390,9	440,6	433,5
<b>Indicatore emissione GHG</b>	gCO <sub>2</sub> eq/kWheq	393,1	443,6	434,8

Tabella 7 - Indicatori di emissione di CO<sub>2</sub> e GHG

Nel grafico sottostante è riportata la variazione dell'indice emissivo di CO<sub>2</sub> e GHG, rapportati alla produzione di energia elettrica nel triennio di riferimento.

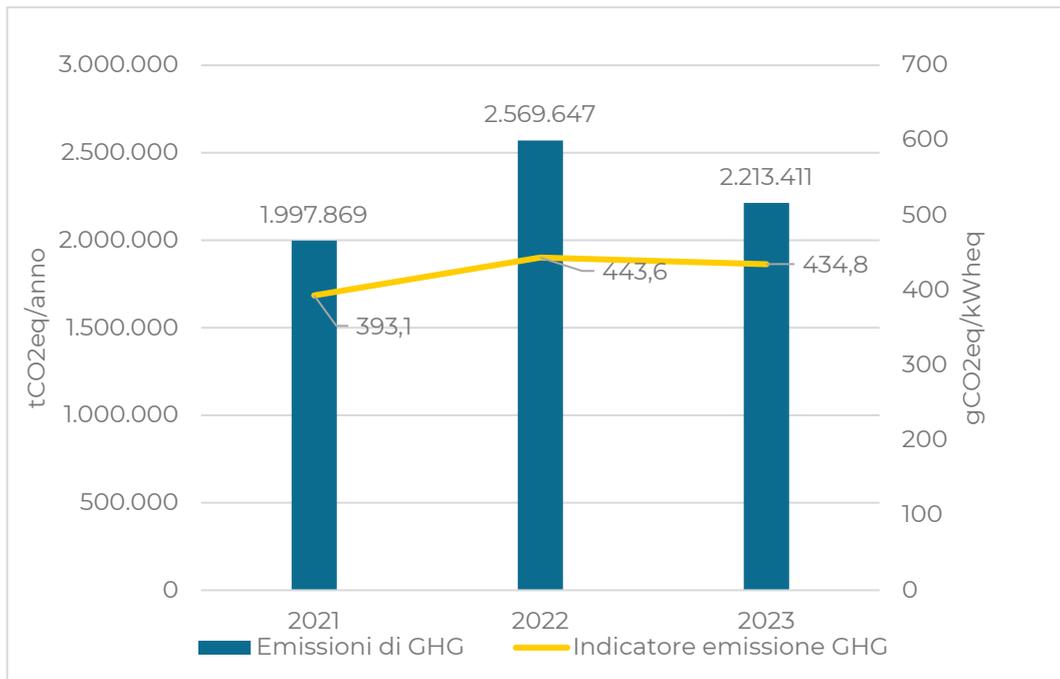


Figura 8 - Emissioni in atmosfera di GHG totali: quantità e indicatore di emissione

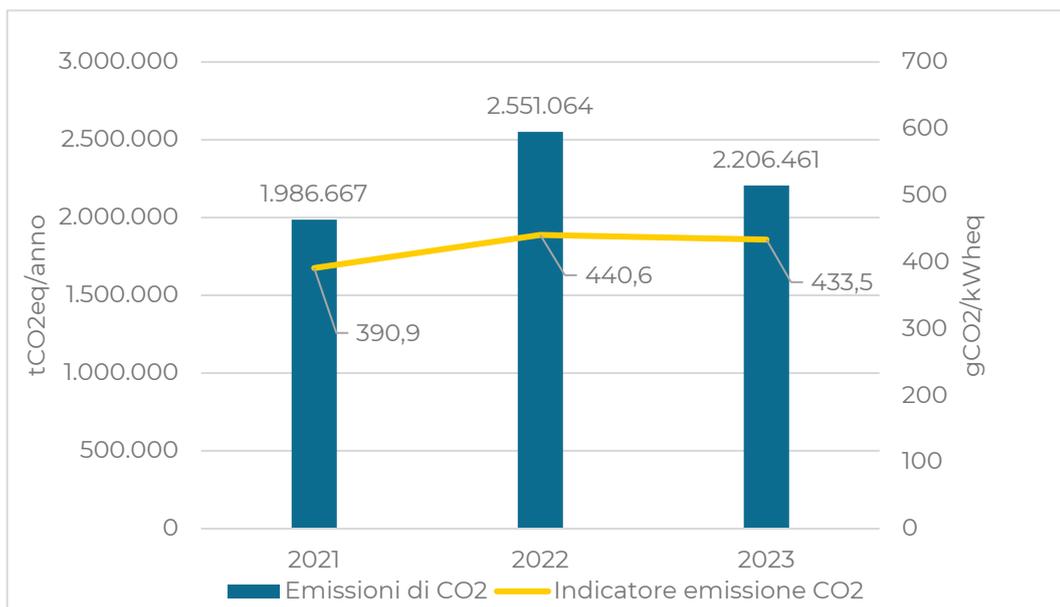


Figura 9 - Emissioni in atmosfera di CO<sub>2</sub>: quantità e indice di emissione

Nel 2023 le emissioni complessive di CO<sub>2</sub> sono risultate inferiori (-13,5%) rispetto al 2022: questa diminuzione è legata alle fermate impianti per manutenzione, oltre che per via degli scenari di mercato generale.



Nell'anno 2023 le emissioni di CH<sub>4</sub> e di N<sub>2</sub>O risultano in diminuzione rispetto all'andamento degli anni precedenti. Oltre che alle condizioni operative, ciò è legato alla modifica dei fattori emissivi associati alle nuove modalità di reporting adottate

Le emissioni di CH<sub>4</sub> fuggitive risultano in leggero aumento a seguito dell'esecuzione della nuova campagna LDAR.

Per quanto riguarda il venting, nel 2023 le emissioni di CH<sub>4</sub> sono state inferiori (-10,4%) rispetto al 2022 per via delle fermate sia ordinarie e manutenzione e per via del numero di fermate/avviamenti.

Le misure di F-GAS (HFC e SF<sub>6</sub>) risultano in calo per minori quantitativi di gas reintegrato durante gli interventi di manutenzione sugli impianti di condizionamento (HVAC) e sui commutatori elettrici.

Nel corso del 2023 sono stati effettuati i seguenti rabbocchi:

- 22,5 kg di HFC (R-134a) sugli impianti di condizionamento, pari a 32,175 tCO<sub>2</sub>eq (GWP 1.430)
- 10,8 kg di SF<sub>6</sub> sui commutatori elettrici, pari a 246,24 tCO<sub>2</sub>eq (GWP 22.800).

## Impiego di risorse naturali ed energetiche

Nella centrale di Ferrera Erbognone non vi sono attività di sfruttamento del suolo, le risorse naturali impiegate sono acqua e combustibili fossili.

### Ciclo dell'acqua

#### Prelievi idrici

Lo stabilimento utilizza le seguenti tipologie di acqua:

- **acqua demineralizzata** per il reintegro del ciclo termico, il lavaggio dei compressori turbogas e del sistema di umidificazione aria ingresso compressore turbogas (fornita dalla raffineria Eni);
- **acqua grezza di superficie ad uso industriale** (fornita dalla raffineria Eni) per il reintegro delle torri di raffreddamento dei macchinari, il raffreddamento degli spurghi e i lavaggi industriali;
- **acqua potabile** proveniente dall'acquedotto pubblico per i servizi igienici della palazzina uffici, della portineria e della cabina posta nella sottostazione elettrica;
- **acqua per l'impianto antincendio** in circuito chiuso (fornita dalla raffineria Eni).

Il sito non preleva direttamente acqua dal sottosuolo o da acque superficiali.

Di seguito vengono presentati gli andamenti relativi ai seguenti indicatori identificati come rappresentativi dei prelievi idrici.

- **Totale acqua dolce prelevata:** indica il quantitativo totale di acqua dolce prelevata, come somma dei seguenti contributi: acqua dolce prelevata da acquedotto o cisterna e acqua demi/industriale proveniente da terzi.



- **Acqua dolce prelevata da acquedotto o cisterna:** indica il quantitativo annuo di acqua dolce prelevata da acquedotto ad uso civile
- **Acqua demi/industriale proveniente da terzi:** indica il quantitativo annuo di acqua proveniente da terzi (raffineria Eni) per i seguenti scopi:
  - acqua grezza di superficie ad uso industriale
  - acqua per l'impianto antincendio
  - acqua demineralizzata ad uso industriale
- **Acqua dolce riutilizzata/riciclata:** indica il quantitativo annuo di acqua riutilizzata/riciclata mediante recupero degli spurghi di caldaia che vengono riutilizzati nel circuito delle acque di raffreddamento.

Indicatore	UdM	2021	2022	2023
<b>Totale Acqua dolce prelevata</b>	Mm <sup>3</sup>	2,22	2,40	2,60
<b>Acqua dolce prelevata da acquedotto o cisterna</b>	Mm <sup>3</sup>	0,00317	0,00325	0,00567
<b>Acqua demi/industriale proveniente da terzi</b>	Mm <sup>3</sup>	2,22	2,40	2,59
<b>Acqua dolce riutilizzata/riciclata</b>	Mm <sup>3</sup>	0,098	0,094	0,095

Tabella 8 - Volumi di acqua prelevata

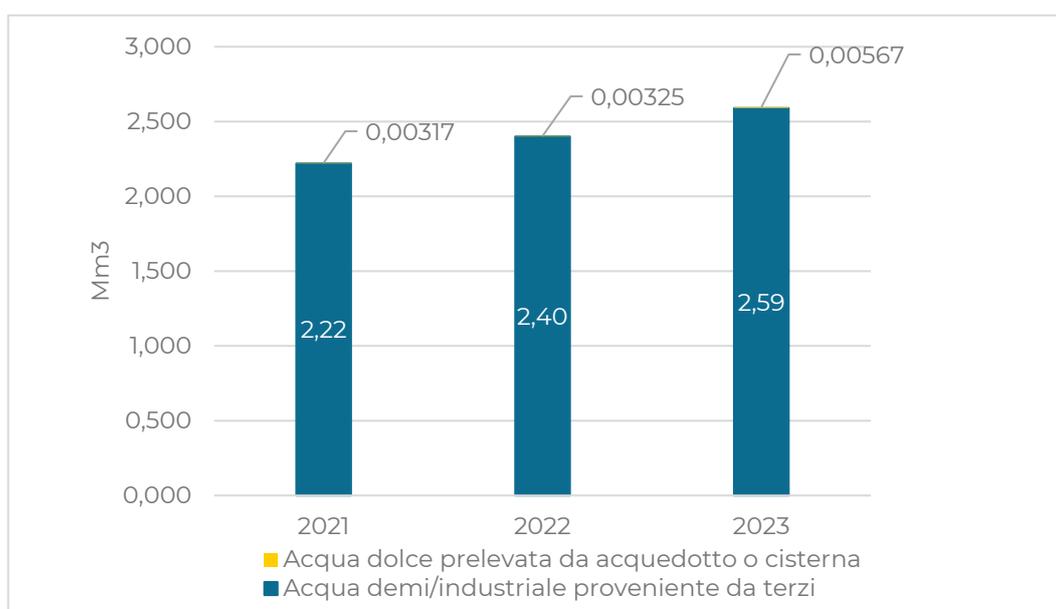


Figura 10 - Prelievi idrici di acqua dolce



I prelievi idrici registrano un aumento del prelievo di acqua demineralizzata nel 2023 (+9%), principalmente dovuta a reintegro per maggior quantità di vapore esportato.

Si rileva una riduzione dell'acqua grezza prelevata, diminuzione legata sia agli assetti produttivi/fermo impianti sia per effetto del nuovo sistema di filtrazione acqua di reintegro torri installato a fine 2022.

Il recupero degli spurghi di caldaia, che vengono riutilizzati nel circuito delle acque di raffreddamento, e il miglioramento del monitoraggio dell'acqua hanno permesso allo stabilimento di ridurre sensibilmente il prelievo di acqua grezza dalla raffineria rispetto al 2017 (anno precedente all'avvio recupero spurghi caldaia). I dati 2023 sono in linea con i valori registrati negli anni precedenti, rendendo sempre più circolare l'approvvigionamento idrico per il raffreddamento delle utenze.

## Scarichi idrici

In uscita dallo stabilimento si generano le seguenti tipologie di acque reflue:

- Acque sanitarie
- Acque accidentalmente oleose
- Acque meteoriche e drenaggi di processo.

Gli scarichi vengono convogliati all'impianto di trattamento acque reflue della raffineria Eni per mezzo di una stazione di pompaggio e attraverso tubazioni aeree.

Di seguito vengono presentati gli andamenti relativi ai seguenti indicatori identificati come rappresentativi degli scarichi idrici.

- **Acqua dolci scaricate in fogna:** indica il quantitativo annuo di acqua dolce di origine civile scaricata in fogna.

Indicatore	UdM	2021	2022	2023
Acque dolci scaricate in fogna	Mm <sup>3</sup>	0,135	0,066	0,110

Tabella 9 - scarichi idrici

Il dato 2023 dell'acqua dolce scaricata risulta in aumento rispetto al 2022 a seguito dell'aggiornamento delle modalità di rilevazione dei quantitativi.

Sugli scarichi idrici vengono effettuati monitoraggi periodici al fine di verificare il rispetto dei limiti imposti dalla convenzione con la Raffineria di Sannazzaro; nel corso del triennio non si sono registrate anomalie.

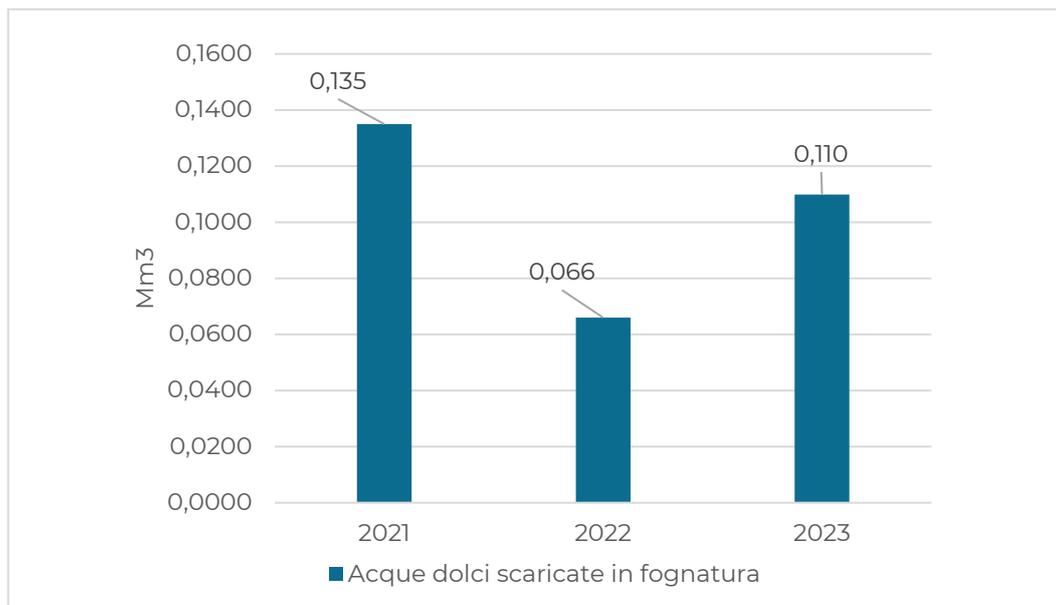


Figura 11 – Scarichi idrici di acqua dolce

## Consumo di combustibili ed efficienza energetica

Le centrali Enipower nel mese di maggio 2023 hanno mantenuto la conformità alla norma UNI EN ISO 50001:2018 sul sistema di gestione dell'energia e sempre nel corso del 2023 è stata condotta la diagnosi energetica che non ha evidenziato ulteriori interventi rispetto a quanto già proposto nella precedente, ad eccezione degli interventi di ottimizzazione delle performance dei turbogas a carico parziale e del potenziale inserimento di impianti fotovoltaici sulle coperture degli edifici di servizio delle centrali, al fine di ridurre la quota di autoconsumo di energia prodotta da fonte fossile.

Nel presente paragrafo vengono presentati gli andamenti relativi ai seguenti indicatori identificati come rappresentativi del consumo di combustibili e chemicals e dell'efficienza energetica

- **Consumo di combustibili – Gas naturale**, con cui si riporta il quantitativo annuo di gas naturale utilizzato dallo Stabilimento, espresso in Tonnellate di Petrolio Equivalenti ("TEP").
- **Consumo di combustibili – Gasolio**, con cui si riporta il quantitativo annuo di gasolio utilizzato nel gruppo elettrogeno dello Stabilimento, espresso in TEP.
- **Consumo di combustibili – Gas di Raffineria (Syngas)**, con cui si riporta il quantitativo annuo di Syngas utilizzato nei cicli combinati dello Stabilimento, espresso in TEP.
- **Fuel utilization**, con cui si intende un indice di rendimento calcolato dal rapporto tra l'energia prodotta al netto degli autoconsumi (pari quindi alla somma degli indicatori "Produzione energia elettrica netta" e "Produzione energia termica") e la quantità di energia primaria introdotta. La fuel



utilization equivale al rendimento di primo principio della produzione complessiva

- **Rendimento exergetico:** si tratta del rendimento del ciclo completo. È dato dal rapporto tra la somma della produzione netta (Elettrica ed equivalente exergetico) e la somma dei contenuti energetici dei prodotti combustibili utilizzati (incluso vapore da terzi). Vengono riportate 2 serie di valori:
  - La prima utilizza il coefficiente exergetico medio storico del vapore prodotto nel sito (0,24 MWheq/t)
  - La seconda calcola il rendimento exergetico netto teorico, associando al vapore esportato l'exergia teorica, corretta considerando un rendimento di espansione isoentropica pari al 90%

La tabella seguente evidenzia i consumi, mentre il grafico seguente riporta gli andamenti.

Indicatore	UdM	2021	2022	2023
<b>Consumo combustibili: Gas naturale</b>	TEP	848.607	790.928	747.260
<b>Consumo di combustibili: Gasolio</b>	TEP	0,308	2,206	0,738
<b>Consumo di combustibili – Gas di Raffineria (Syngas)</b>	TEP	0	166.493	110.423
<b>Fuel utilization</b>	%CC1	59,9	60,2	61,41
	%CC2	65,3	59,5	65,82
	%CC3	52,7	57,4	54,23
<b>Rendimento exergetico (storico)</b>	% (CC1)	51,99	52,55	52,76
	% (CC2)	51,52	52,22	51,37
	% (CC3)	43,79	47,85	44,57
<b>Rendimento exergetico (teorico)</b>	% (CC1)	51,60	52,33	52,47
	% (CC2)	51,58	52,01	50,99
	% (CC3)	44,22	47,63	44,18

Tabella 10 - Consumo di combustibili

Il rendimento dei gruppi CC1 e CC2 rispetta i livelli riportati nella BAT-C 40 e le prescrizioni AIA (tra 50 e 60%).

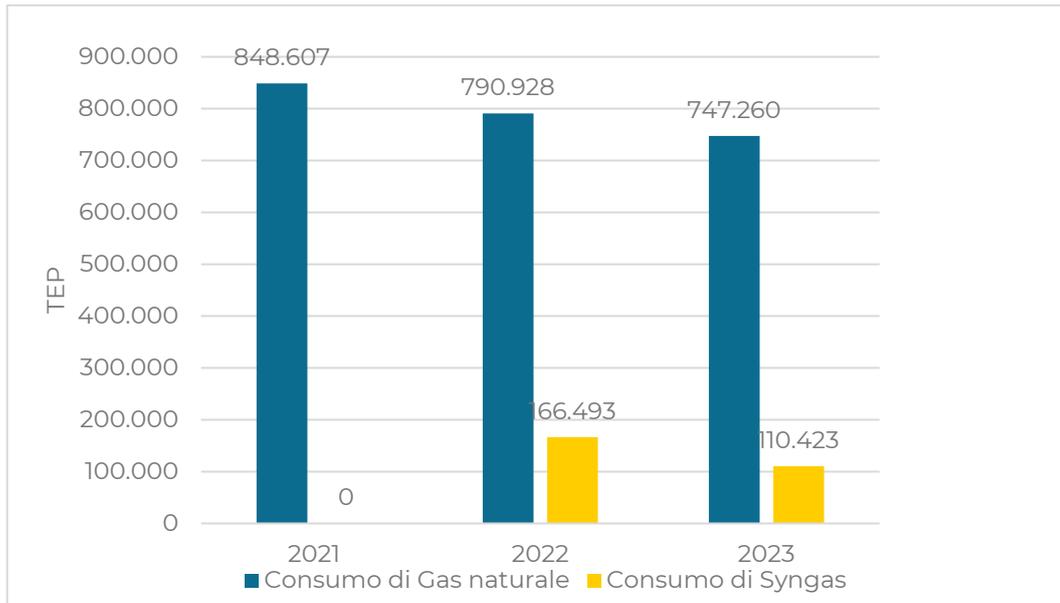


Figura 12 - Consumo di gas naturale e syngas

Nel 2023 si registra un calo del consumo di gas naturale (-5,5%) dovuto alle fermate programmate ed agli scenari di mercato.

Il consumo di syngas è inferiore (-34,3%) rispetto allo stesso periodo del 2022: la fornitura da parte della raffineria è avvenuta in maniera continuativa da inizio 2023 fino alla fine di maggio 2023 per poi fermarsi, ed è ripresa il giorno 19 dicembre 2023. Questo ha condizionato per tutto l'anno la marcia di questo gruppo, che per esigenze di mercato è stato mantenuto fermo per alcuni periodi, ed ha conseguentemente condizionato la marcia dei gruppi 1 e 2 funzionanti a gas naturale.

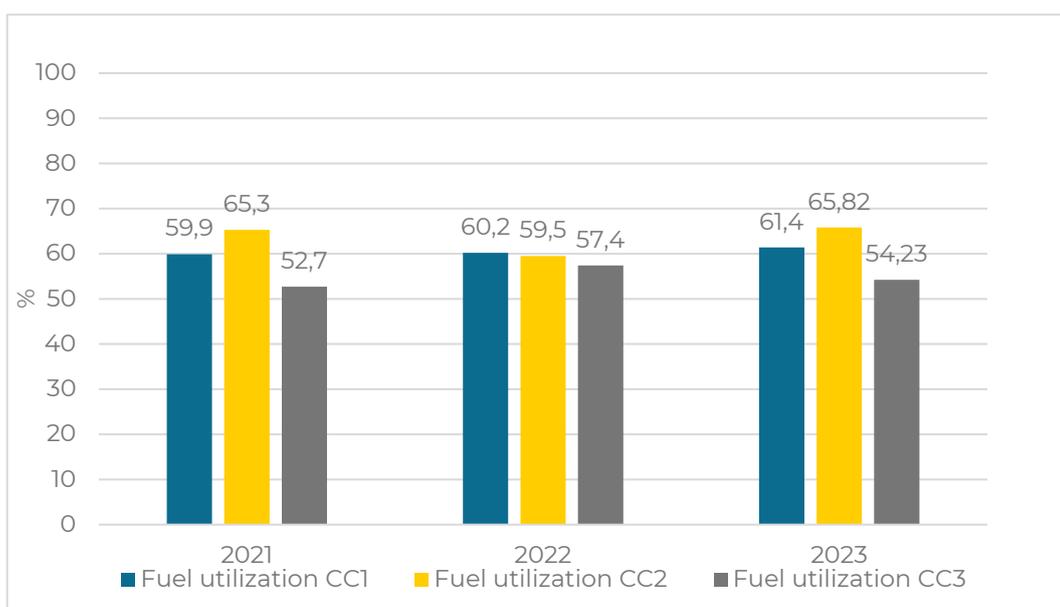


Figura 13 - Fuel utilization



Non si possono apprezzare scostamenti importanti, le differenze sono legate agli esiti di mercato per quanto riguarda sia per la produzione che per la regolazione della terziaria.

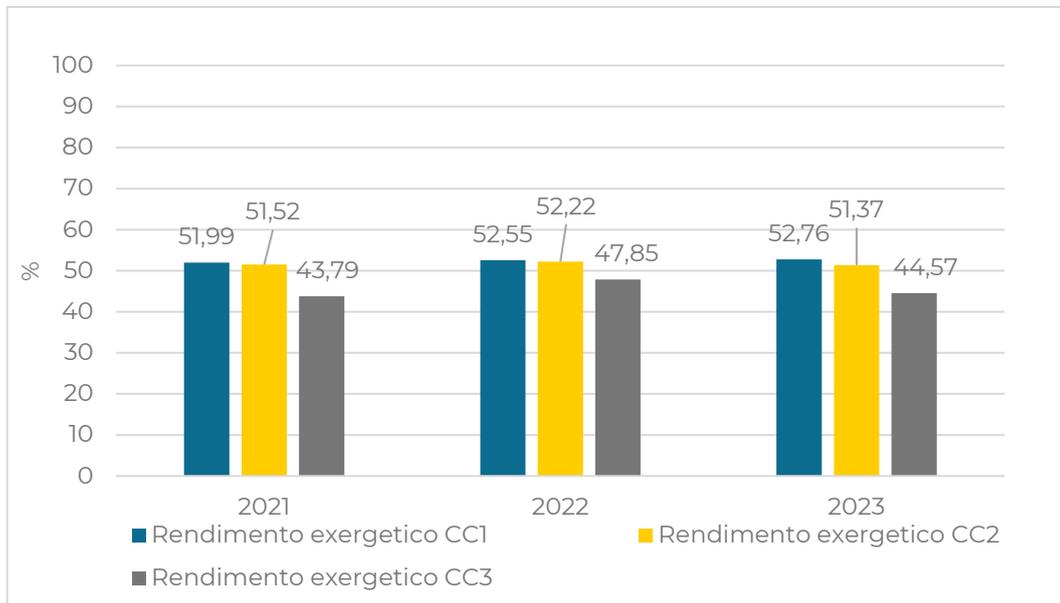


Figura 14 - Rendimento exergetico (storico)

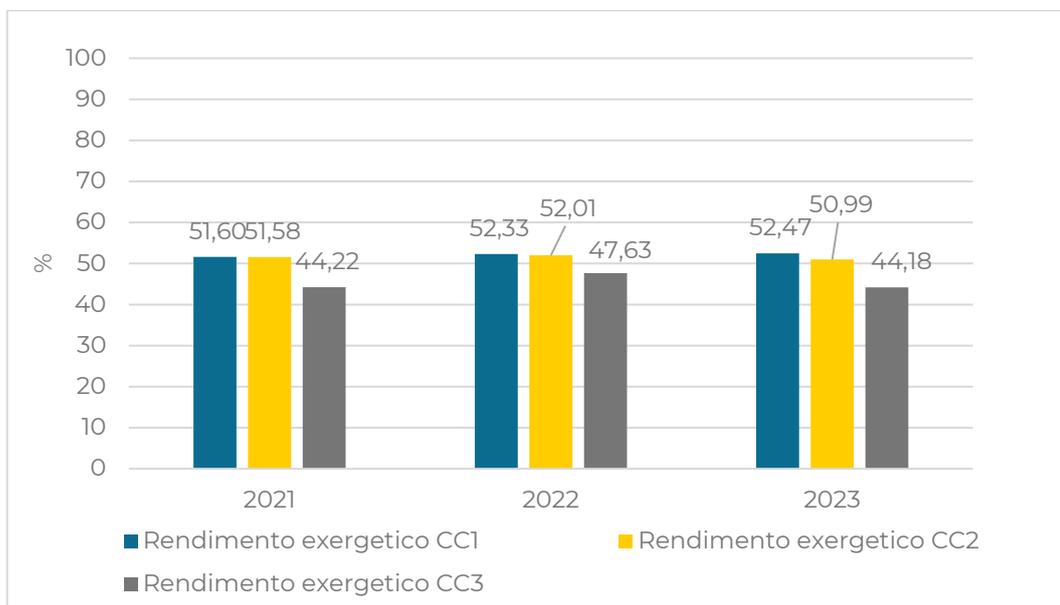


Figura 15 - Rendimento exergetico (teorico)

I rendimenti dei gruppi CC1 e CC2 nel 2023 sono allineati agli anni precedenti e sono legati all'incremento del fattore di carico medio; per quanto riguarda il gruppo CC3 esso è legato alla fornitura di syngas, che venendo meno per parte del 2023 ha permesso di far marciare il CC3 a carichi ridotti a discapito del rendimento.



## Rifiuti

I rifiuti prodotti da Ferrera Erbognone sono per la maggior parte derivanti dalle attività di manutenzione effettuate, nonché investimenti/dismissioni che comportano operazioni di demolizione/costruzione presso lo stabilimento. Lo sforzo della società è quello di perseguire i criteri di priorità nella gestione dei rifiuti privilegiando dunque nell'ordine la riduzione della produzione, il riutilizzo, il riciclo, il recupero e lo smaltimento.

Anche nel corso del 2023 tutti i terreni derivanti da attività di scavo sono stati analizzati al fine di valutare la possibilità del loro riutilizzo in sito. Le analisi effettuate non hanno segnalato criticità e tutti i terreni sono stati quindi destinati a riutilizzo in sito, contribuendo alla sostenibilità ambientale.

Nel presente paragrafo vengono presentati gli andamenti relativi ai seguenti indicatori identificati come rappresentativi della gestione dei rifiuti:

- **Rifiuti pericolosi prodotti**, con cui si indica il quantitativo annuo di rifiuti pericolosi prodotti da attività produttiva, manutenzione/demolizione e bonifica.
- **Rifiuti non pericolosi prodotti**, con cui si indica il quantitativo annuo di rifiuti non pericolosi prodotti da attività produttiva, manutenzione/demolizione e bonifica.
- **Rifiuti recuperati**, con cui si intende un indice ottenuto dal rapporto tra i rifiuti avviati a recupero e il totale dei rifiuti conferiti nel corso dell'anno.
- **Rifiuti smaltiti**, con cui si intende un indice ottenuto dal rapporto tra i rifiuti avviati a smaltimento e il totale dei rifiuti conferiti nel corso dell'anno.

Indicatore	UdM	2021	2022	2023
<b>Rifiuti pericolosi prodotti</b>	t	71	23,7	87,8
<b>Rifiuti non pericolosi prodotti</b>	t	161	86,1	116,1
<b>Rifiuti recuperati</b>	%	52,0	32,7	47,5
<b>Rifiuti smaltiti</b>	%	48,0	67,3	52,5

Tabella 11 – produzione e gestione di rifiuti

Nelle figure seguenti sono riportati i rifiuti prodotti nel triennio di riferimento suddivisi tra pericolosi e non pericolosi, quindi le modalità di gestione con l'indicazione di quanto conferito a smaltimento e a recupero.

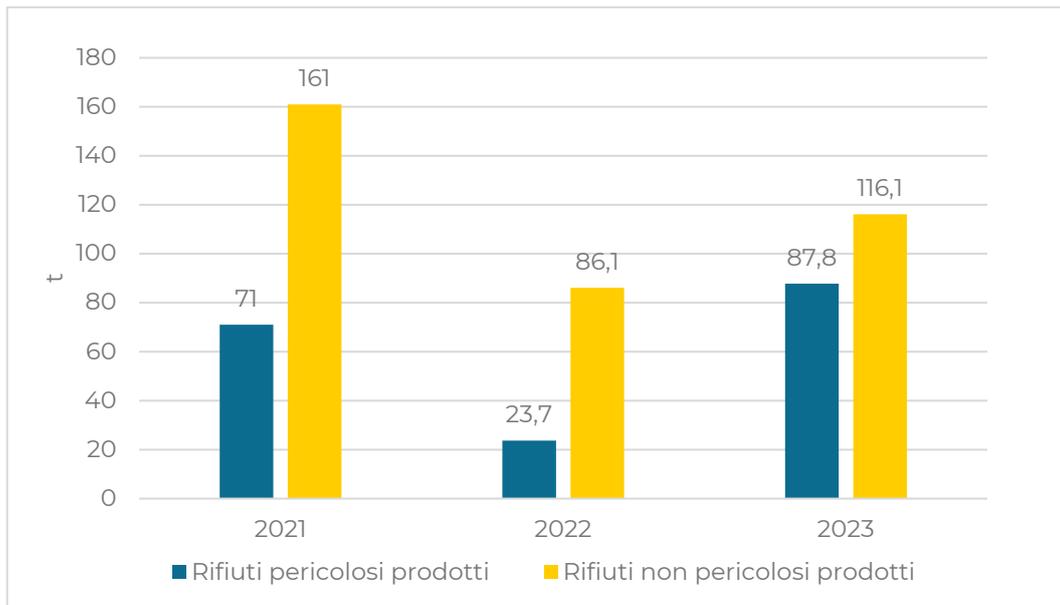


Figura 16 – Produzione rifiuti, differenziati tra pericolosi e non pericolosi

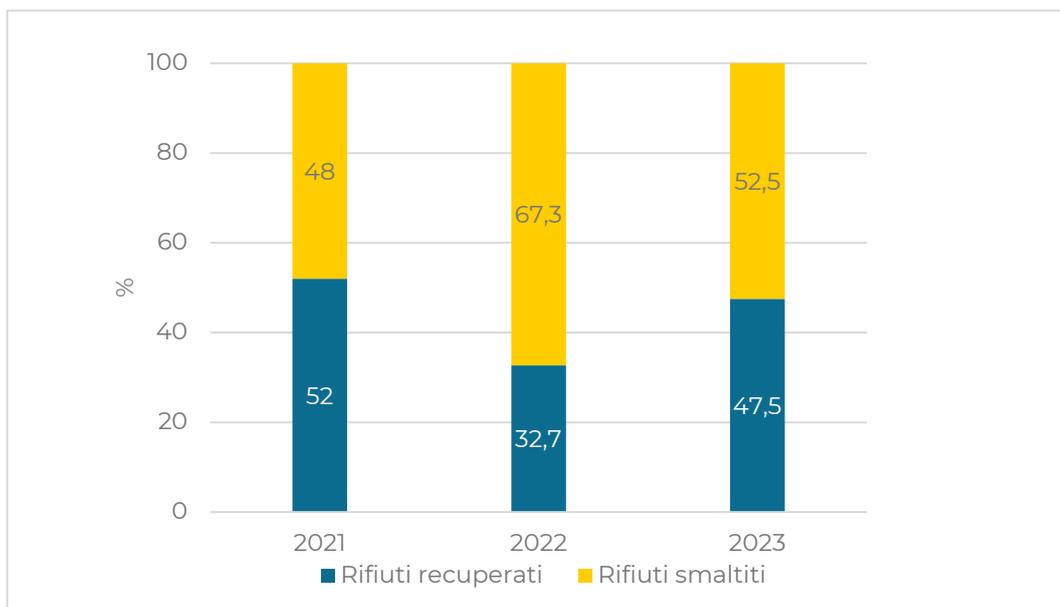


Figura 17 - Modalità di gestione dei rifiuti

Nel corso del 2023 si segnala un aumento dei rifiuti prodotti sia pericolosi che non pericolosi rispetto all'anno 2022, generati principalmente dalla fermata major, non svolta l'anno precedente. I valori sono invece in leggero calo rispetto al 2021, anno più simile al 2023 per attività di manutenzione.

Per quanto riguarda le operazioni di recupero e smaltimento, i valori sono allineati al 2021 e sono dovuti alla tipologia dei rifiuti prodotti.



## Rumore ambientale

Lo stabilimento Enipower di Ferrera Erbognone è adiacente alla Raffineria Eni di Sannazzaro de Burgundi.

Il sito è compreso in un contesto prevalentemente agricolo, con l'eccezione dei due centri abitati di Sannazzaro ad est e Ferrera Erbognone a nord-ovest.

Il Comune di Ferrera Erbognone (PV) è dotato della classificazione acustica (novembre 2010) del territorio ai sensi della legge quadro 447/95, della L.R. 13/01 e secondo i criteri definiti con la D.G.R. n. VII/9776 del 12 luglio 2002.

Di seguito si riporta un estratto della tavola 1 in scala 1:10.000 della zonizzazione acustica del comune di Ferrera Erbognone (PV), con indicata l'area della Centrale.

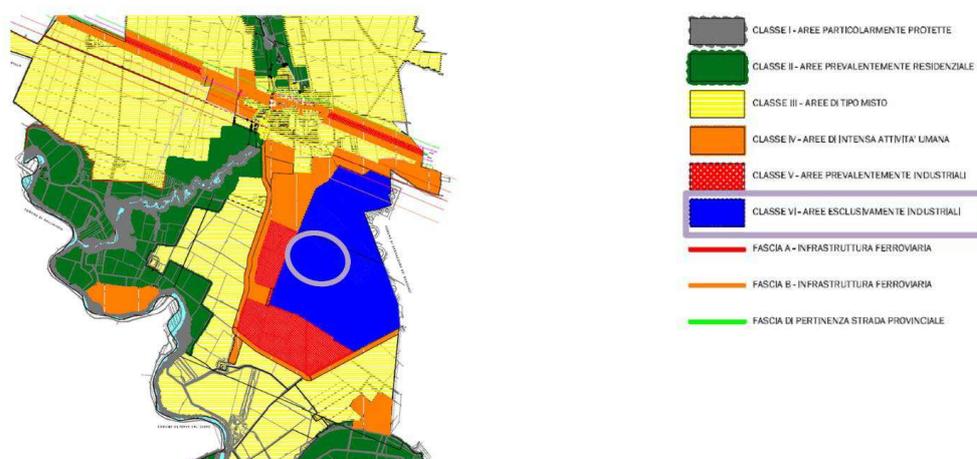


Figura 18: Estratto della Zonizzazione Acustica del Comune di Ferrera Erbognone

Dalla zonizzazione acustica del Comune di Ferrera Erbognone (PV), ed in particolare dall'estratto della tavola in scala 1:10000, emerge che le aree di stabilimento sono classificate in classe VI.

I limiti acustici di immissione prescritti nel D.P.C.M. 14/11/97, fissati per le varie aree riportate nell'immagine seguente, sono rappresentati nella tabella seguente.

Classe di destinazione d'uso del territorio	Periodo diurno (6-22)	Periodo notturno (22-6)
Classe I – Aree particolarmente protette	50 dBA	40 dBA
Classe II – Aree prevalentemente residenziali	55 dBA	45 dBA
Classe III - Aree di tipo misto	60 dBA	50 dBA
Classe IV – Aree di intensa attività umana	65 dBA	55 dBA
Classe V – Aree prevalentemente industriali	70 dBA	60 dBA
Classe VI – Aree esclusivamente industriali	70 dBA	70 dBA

Tabella 12 - Limiti massimi di immissione per le diverse aree



La zonizzazione acustica prevede inoltre l'applicazione dei valori limite differenziali di immissione in ambiente abitativo (differenza tra il rumore ambientale LA con sorgente in funzione ed il rumore residuo LR con sorgente inattiva). Tali limiti sono fissati in 5 dB(A) per il periodo di riferimento diurno e in 3 dB(A) per il periodo di riferimento notturno. Per la classe VI tali limiti non si applicano.

Il limite differenziale è applicabile quando il rumore ambientale (LAeq) misurato a finestre chiuse sia maggiore di 25 dB(A) in periodo notturno o maggiore di 35 dB(A) in periodo diurno oppure quando il rumore ambientale a finestre aperte sia maggiore di 40 dB(A) in periodo notturno o di 50 dB(A) in periodo diurno. Sono inoltre applicabili i valori limite di emissione, riportati in Tabella B del D.P.C.M. 14/11/1997.

Nel 2022 sono state fatte le misurazioni in campo per la campagna quadriennale rumore nei periodi di riferimento diurno e notturno, nelle postazioni previste dal decreto n. DEC-MIN-0000235 del 21/12/12, riesaminato con DM 364 del 07/09/2021 di rinnovo dell'AIA.

Nel 2023, in accordo con quanto previsto dal piano di monitoraggio e controllo relativo al riesame dell'Autorizzazione Integrata Ambientale approvato nel 2021 (DM 364 del 07/09/2021, pubblicata in Gazzetta Ufficiale in data 29/09/2021), è stata eseguita la campagna di misurazioni fonometriche per la valutazione dell'impatto acustico nei confronti dell'ambiente. La campagna è stata effettuata nelle date 7-8-28-29 settembre 2023 e, come da prescrizioni AIA, è stata condotta alle condizioni più gravose (3 gruppi in marcia e carichi come da programma con Terna), in orario diurno e notturno. Il report finale è stato emesso nel mese di novembre 2023 ed è stato inviato agli enti di controllo nel gennaio 2024.

Nella seguente figura sono indicati i confini di proprietà della centrale Enipower e i punti di misura considerati.

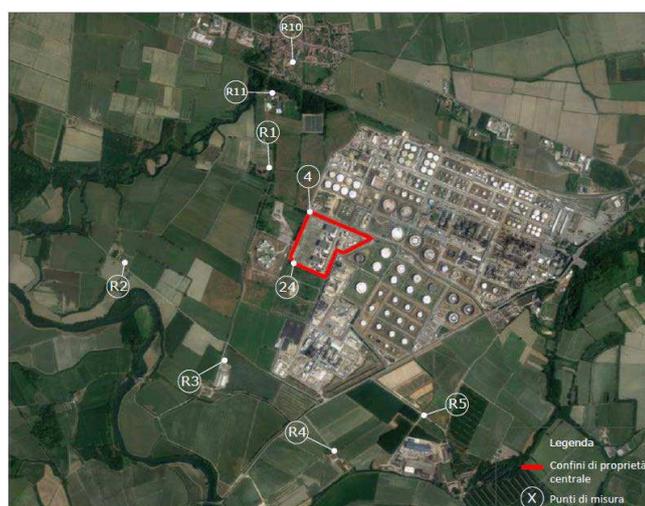


Figura 19 – Foto satellitare con indicate il confine di proprietà ed i punti di misura

Per i punti di misura effettuati, di seguito si riportano i valori limite considerati.



Punto di misura	Classi di destinazione d'uso del territorio	Limite assoluto di immissione		Limite differenziale di immissione	
		Diurno dBA	Notturmo dBA	Diurno dBA	Notturmo dBA
R1	IV	65	55	5	3
R2	II	55	45	5	3
R3	III	60	50	5	3
R4	III	60	50	5	3
R5	III	60	50	5	3
R10	III	60	50	5	3
R11	IV	65	55	5	3

Tabella 13 - Valori limite assoluti di immissione

Punto di misura	Classi di destinazione d'uso del territorio	Limite di emissione	
		Diurno dBA	Notturmo dBA
4	VI	65	65
24	VI	65	65

Tabella 14 - Valori limite di emissione

Nelle tabelle seguenti sono riportati i valori del rumore ambientale misurato rispettivamente in periodo diurno e notturno, i valori limite assoluti di immissione e la verifica del rispetto degli stessi.

	Punto di monitoraggio	Risultato misura dB(A)		90° percentile (L90) della misura dB(A)		Valori limite
		Al perimetro aziendale	Aree limitrofe o c/o ricettori	Al perimetro aziendale	Aree limitrofe o c/o ricettori	
Periodo diurno (ore 6.00 - 22.00)	4	56,5		54,7		65
	24	62,0		55,7		65
	R1		48,0		42,6	65
	R2		43,0		38,5	55
	R3		53,0		52,4	60
	R4		40,5		38,2	60
	R5		46,0		37,0	60
	R10		49,0		41,5	60
	R11		48,5		41,6	65
Periodo notturno	4	56,5		54,0		65
	24	56,0		54,3		65



(ore 22.00 - 6.00)	R1		49,5		48,5	55
	R2		41,5		40,1	45
	R3 <sup>2</sup>		n.a.		n.a.	50
	R4		41,0		39,2	50
	R5		43,5		40,9	50
	R10		39,0		36,1	50
	R11		43,5		39,3	55

Tabella 15 - verifica del rispetto dei valori limite assoluti di immissione

La campagna di monitoraggio acustico effettuata a settembre 2023 ha evidenziato quanto segue:

- I livelli di rumorosità rilevati strumentalmente in corrispondenza dei punti di misura R1, R2, R3, R4, R5, R10 ed R11, sono risultati inferiori ai limiti assoluti di immissione previsti dalla zonizzazione acustica del Comune di Ferrera Erbognone (PV); si evidenzia nuovamente che, per il punto R3, non è stato possibile effettuare la verifica in periodo notturno, in quanto presso il recettore era in funzione a pieno regime un essiccatoio, rumoroso a tal punto da influenzare fortemente il punto di misura;
- livelli di rumorosità rilevati strumentalmente in corrispondenza dei punti di misura 4 e 24, sono risultati inferiori ai limiti di emissione previsti dalla zonizzazione acustica del Comune di Ferrera Erbognone (PV).

Il decreto AIA della centrale prescrive l'effettuazione di campagne del rumore ogni quattro anni.

## Amianto

Al 31/12/2023 il sito conferma il suo status di amianto free.

<sup>2</sup> non è stato possibile effettuare un rilievo rappresentativo del rumore ambientale con le attività di Enipower S.p.A. in funzione, in quanto in adiacenza al ricettore era in funzione un essiccatoio operante a pieno regime che influenzava fortemente il punto di misura. Si precisa comunque che lo stabilimento Enipower di Ferrera Erbognone non era percepibile



*Dichiarazione Ambientale 2023*

# **Allegato 4 – Centrale di Ravenna**



## Sommario

La società e l'assetto organizzativo.....	142
Descrizione della centrale.....	142
Interventi impiantistici.....	146
Principali accadimenti ambientali.....	147
Procedimenti ambientali.....	147
Inquadramento autorizzativo.....	149
Applicazione delle BAT.....	151
Gestione degli Stakeholder.....	151
Produzione.....	154
Aspetti ambientali.....	156
Emissioni in atmosfera.....	159
Emissioni di macroinquinanti.....	159
Emissioni gas serra.....	162
Impiego di risorse naturali ed energetiche.....	166
Ciclo dell'acqua.....	166
Prelievi idrici.....	166
Scarichi idrici.....	168
Consumo di combustibili ed efficienza energetica.....	170
Rifiuti.....	173
Rumore ambientale.....	176
Amianto.....	179



## La società e l'assetto organizzativo

Nello Stabilimento di Ravenna trovano occupazione 67 persone dedicate all'esercizio, alla manutenzione degli impianti e allo svolgimento di alcuni servizi a supporto della produzione. Inoltre, alcune attività, soprattutto quelle di tipo specialistico, vengono svolte da personale esterno attraverso appalti.

La struttura dello Stabilimento è suddivisa in quattro unità, alle dipendenze del Responsabile dello Stabilimento.



Figura 1 - Assetto organizzativo Enipower di Ravenna

## Descrizione della centrale

La centrale Enipower di Ravenna sorge su un'area di circa 9 ettari all'interno del sito petrolchimico multisocietario che comprende altre società, alcune delle quali a rischio di incidente rilevante ai sensi del D.Lgs. 105/2015.

Il sito multisocietario occupa un'area di circa 270 ettari, classificata esclusivamente come area industriale, ubicata lungo il canale Candiano, che collega Ravenna al mare Adriatico.



Figura 2 - Planimetria del sito multisocietario di Ravenna con proprietà di Enipower



La centrale Enipower con le proprie produzioni copre i fabbisogni energetici del sito nonché parte dei consumi elettrici nazionali; essa è costituita da un sistema di produzione di energia elettrica e vapore costituito da:

### Sezione 1

La prima sezione, in isola 11, composta da:

- il turbogas TG501 alimentato a gas naturale con generatore di vapore a recupero BA501;
- la turbina 20TD300 a condensazione e parziale contropressione;
- caldaia tradizionale 20B400 di vapore ad alta pressione, alimentata a gas naturale, tenuta in riserva fredda;
- la turbina 20TD2 a condensazione e parziale contropressione, tenuta in riserva fredda;
- un sistema di raffreddamento a ciclo aperto ad acqua mare.

Tale sezione è in fase di fermata come da Decreto MITE DEC-MIN-0000437 del 27/10/2021, per dettagli si rimanda al paragrafo “interventi impiantistici” dove vengono illustrati i nuovi impianti - B600 e Peakers - che nel 2023 sono stati oggetto di completamento e commissioning.

### Sezione 2

La seconda sezione, in isola 5 e 6, si compone di due cicli combinati, ciascuno composto da:

- un turbogas 11 TG-001 e 12 TG-001;
- un generatore di vapore a recupero 31 BA-001 e 32 BA-001 con produzione di vapore ad alta pressione, a media pressione e a bassa pressione;
- una turbina a vapore 21 TD-001 e 22 TD-001 da 127 MWe;
- un sistema di raffreddamento in ciclo chiuso con (6+6) torri evaporative wet/dry.

### Parti comuni

- una stazione di riduzione gas posta in isola 17;
- una rete di distribuzione vapore;
- una rete di distribuzione elettrica;
- Una sottostazione elettrica ad alta tensione posta in isola 19.

Il sito multisocietario utilizza vapore nei propri processi sia come energia meccanica (alimentazione di macchine), sia come energia termica. Il vapore prodotto da Enipower viene distribuito tramite una rete di proprietà della società consortile Ravenna Servizi Industriali (RSI).

La rete elettrica dello stabilimento è costituita da diverse sezioni:

- sezione 6 kV;
- sezione 15 kV;
- sezione 132 kV;
- sezione 380 kV.



La sezione a 6 kV consente l'alimentazione elettrica delle apparecchiature dello stabilimento. Ad essa sono collegate con appositi trasformatori anche le apparecchiature a 380 V.

La sezione 15 kV è adibita alla distribuzione di energia elettrica al sito.

Le sezioni 132 kV e 380 kV costituiscono due nodi sia per distribuire energia elettrica alla rete nazionale sia per prelevarla da essa, qualora la produzione interna non sia sufficiente per soddisfare i fabbisogni del sito multisocietario.



Nella seguente immagine è riportato il flusso di massa ed energia della centrale di Ravenna dell'anno 2023.





## Interventi impiantistici

Nel corso dell'anno 2023 sono proseguiti i lavori di ammodernamento di alcune sezioni impiantistiche, avviati negli anni precedenti.

- Prosecuzione dei lavori di installazione caldaia B600 – I lavori di installazione della caldaia sono stati avviati nel mese di giugno 2021 e sono proseguiti durante tutto l'anno 2022. Il progetto ha subito dei ritardi principalmente imputabili a difficoltà incontrate nella realizzazione delle opere edili. nel 2022 si sono concluse le opere di fondazione unitamente al completamento del corpo principale della Caldaia, del Camino e della Sezione degasante. Le attività di completamento della caldaia sono proseguite per tutto il 2023. Le attività di precommissioning sono state avviate nel mese di settembre e la messa in esercizio è avvenuta il 31 agosto 2023. Dal mese di ottobre sono state effettuate brevi marce sperimentali per la messa a punto degli impianti, durante la fermata minor CC1 del 10-25 ottobre. Il commissioning della Caldaia è stato eseguito con esiti positivi da un punto di vista dell'affidabilità delle regolazioni e dell'asset; sono state trovati, invece, margini di miglioramento nell'ottimizzazione delle componenti emmissive; quindi, è stato previsto un prolungamento delle attività di messa a regime. L'entrata in esercizio della caldaia B600 è stata comunicata in data 19/01/2024 ed è avvenuta in data 18/02/2024. La nuova caldaia avrà prestazioni ambientali migliorative rispetto alla caldaia B400, in linea alle BATC di settore e costituirà una nuova fonte di alimentazione affidabile di utilities per lo stabilimento multisocietario
- Progettazione di cabinati fonoassorbenti presso le Stazioni di riduzione vapore della CTE isola 11 – nel corso del 2021 è stato dato l'avvio ai lavori e sono state completate le attività di predisposizione edile. Nel corso del 2023 sono state completate le opere di carpenteria e le pannellature fonoassorbenti sono in corso di montaggio.
- Si è dato corso a ulteriori studi per l'implementazione di nuovi investimenti di recuperi idrici cercando di valorizzare quanto già individuato e realizzato in altri siti Enipower. Tale iniziativa ha visto un rallentamento nel 2021 anche in considerazione delle altre iniziative rilevanti che stanno impegnando il sito. Rilevante però in questo ambito è l'approvazione dell'investimento per il revamping dell'impianto TAC (Trattamento Acque Carico) gestito operativamente del Consorzio RSI. L'investimento al quale parteciperanno tutte le società del sito, in base alle loro quote di partecipazione nel consorzio, e in base ai loro consumi di acque, prevede la sostituzione del vecchio impianto a resine a scambio ionico con un nuovo impianto a ultrafiltrazione e osmosi inversa. L'utilizzo della tecnologia a osmosi consentirà un maggior recupero interno delle acque oltre che un recupero di acque dall'impianto Herambiente che porterà a regime ad un risparmio stimato di 0,8 Mm<sup>3</sup>/anno di prelievi di acqua dolce. Nel corso del 2022 sono state avviati gli studi di ingegneria necessari a predisporre la documentazione propedeutica alla gara di appalto. Nel corso del 2023 si è completata la gara di appalto ed il nuovo impianto è in fase di costruzione.
- Il progetto "peakers" prevede la sostituzione TG-501 con Nuove TG in Ciclo aperto destinate al mercato delle Capacità: due moderni turboalternatori a gas con potenza termica complessiva inferiore e potenza nominale complessiva di ca. 113 MWe (in condizioni ISO), denominate 20-TG-1701 e 20-TG-1801, e relativi sistemi ausiliari. Queste promettono un'efficienza energetica non inferiore a 40%, saranno conformi alle più evolute tecnologie che rappresentano le Best Available



Technology attuali, in termini di contenimento delle emissioni in atmosfera, saranno caratterizzate da un alto rendimento elettrico, permetteranno tempi di avviamento e fermata molto rapidi ed elevati gradienti di carico durante il funzionamento e assicureranno le migliori prestazioni possibili in termini di emissioni di NO<sub>x</sub>. Rappresentano, inoltre, un potenziale contributo alla sicurezza della rete di trasmissione nazionale, potendo rendere disponibile al sistema elettrico una produzione flessibile e tempestiva. Le attività sono iniziate nel mese di febbraio 2022 con la cantierizzazione del sito e le opere di predisposizione delle aree. L'inizio dei lavori vero e proprio è partito ad agosto 2022 con l'inizio delle opere di fondazione. Il completamento meccanico è avvenuto nel mese di settembre 2023; le attività di commissioning sono avvenute a partire dal mese di ottobre. Nel mese di dicembre è stata avviata la prima turbina a gas TC 1801. L'entrata in esercizio di tale turbina, inizialmente prevista per il 05/02/2024 è stata posticipata di 60 giorni. L'avvio della turbina 1701 è avvenuto nel mese di febbraio 2024 e la sua entrata in esercizio è prevista a valle del periodo di messa a regime della durata di circa 90 giorni.

- Sono iniziate a maggio 2022 le attività per la sostituzione dei cavi 132 kV di alimentazione della Cabina 15 KV di CTE dalla sottostazione in ARIA. L'intervento è consistito nella realizzazione di una perforazione per circa 1,5 Km con la tecnica della Trivellazione Orizzontale Controllata (cantiere TOC) allo scopo di costituire un alloggiamento per la posa di nuovi cavi 132 kV minimizzando nel contempo gli impatti Ambientali (scavi e emungimenti) dell'attività. Le attività di trivellazione sono terminate nel mese di gennaio 2023, seguito da ulteriori fasi di posa e cavi e allacciamento delle linee, il progetto è stato completato nel corso del giugno 2023. I nuovi cavi hanno permesso di recuperare la capacità di trasporto dei due trasformatori ENEL 1 ed ENEL 2, restituendo al sito una completa ridondanza dal punto di vista dell'approvvigionamento dell'energia elettrica.

## Principali accadimenti ambientali

Nel 2023 la centrale di Ravenna non ha vissuto eventi con dirette ricadute ambientali.

## Procedimenti ambientali

### Monitoraggio Acqua di falda – Piezometri

In accordo al piano di monitoraggio prescritto dal provvedimento della provincia di Ravenna (n° 290 del 14.07.2009), è proseguita, a cura RSI, la campagna di monitoraggio trimestrale della falda locale (sottostazione elettrica isola 19).

Nel corso del 2022 e 2023 enipower ha condotto delle attività di monitoraggio aggiuntive legate agli emungimenti derivanti dai lavori di ammodernamento della Centrale. Allo scopo di verificare eventuali influenze degli emungimenti sulla distribuzione dei contaminati del sito, sia per le attività legate al progetto TOC ed eseguite in isola 19, che per i progetti in via di esecuzione in Isola 11 (B600, Peakers, e TOC), in accordo al Protocollo di gestione dei Well Point si è provveduto a simulare la migrazione teorica delle acque di falda per mezzo del Modello Concettuale di sito. Il



La valutazione dell'impatto degli emungimenti è stata affidata da RSI ad una società di consulenza. Le attività di monitoraggio condotte a partire dal febbraio 2022 hanno evidenziato abbassamenti, indotti dai pompaggi, inferiori a quelli stimati mediante il modello numerico di flusso e trasporto specificamente predisposto. Inoltre, sulla base delle campagne di monitoraggio condotte, non sono state evidenziate modifiche dello stato di contaminazione delle aree sottoposte a monitoraggio.

È stato elaborato e trasmesso un nuovo documento da parte di Enipower per descrivere le attività necessarie alla pulizia delle condotte acqua mare il cui utilizzo dovrà cessare con l'avvio degli impianti Peakers. Saranno perciò eseguiti ulteriori scavi e emungimenti e una nuova campagna di monitoraggio con campionamenti, con cadenza trimestrale, le cui risultanze saranno incluse nei report relativi alle attività di cui sopra. Dalla relazione dei consulenti di RSI non sono emerse problematiche legate ad un eventuale movimento della falda e delle situazioni di bonifica.

### **Bonifica della falda**

Relativamente allo stato generale della falda del sito multisocietario, nel 2023 sono continuate le attività, da parte di RSI, di bonifica della falda come da progetto definitivo approvato dal comune di Ravenna in data 01/09/2009, che prevede interventi localizzati in aree al di fuori dei limiti di proprietà Enipower ed un monitoraggio periodico generale dello stato della falda di sito.

In questo ambito sono stati oggetto di approfondimento come esposto sopra anche eventuali influenze che derivanti dalle attività di costruzione e ammodernamento degli impianti.

### **Gestione Acqua prima pioggia**

Nel 2023 è proseguita la gestione da parte della società consortile R.S.I. del sistema acque di prima pioggia del sito multisocietario.

### **Salvaguardia del Suolo e Sottosuolo**

Per quanto riguarda l'operatività della centrale, nell'ottica della massima salvaguardia del suolo e della falda, tutti i serbatoi contenenti prodotti chimici ed olio di lubrificazione sono installati fuori terra e dotati di bacino di contenimento; non sono presenti serbatoi interrati. Le aree in cui sono presenti i bacini di contenimento sono presidiate dal personale di impianto.

Con lo scopo di gestire nella maniera più corretta i rifiuti di scavo e demolizione derivanti dalle opere di costruzione degli impianti si è provveduto ad attrezzare delle aree aggiuntive. Tali aree sono state attrezzate in Aree Enipower (Rifiuti derivanti dalle opere del Progetto TOC) o in Aree prese in comodato dai coinsediati (Aree per i rifiuti di Scavo e demolizione dei progetti B600 e Peakers). Le aree individuate a tale scopo (pavimentate, cordolate e con sistemi di raccolta e intercettazione delle acque) sono state utilizzate, previa comunicazione agli enti, quali deposito temporaneo dei rifiuti derivanti dalle attività di scavo e trivellazione.

La gestione dei rifiuti da scavo ed il loro successivo smaltimento è stato tale da garantirne la tracciabilità, dalla raccolta alla caratterizzazione, al deposito fino allo smaltimento.

### **Amianto - Bonifica dell'amianto presente negli interruttori delle cabine di rete primarie**

Tutte le apparecchiature di proprietà con presenza di amianto noto, ed elencate nei censimenti annuali, sono state oggetto di bonifica. Pertanto, fino al 2023, non era nota la presenza di ulteriore amianto in impianto. In qualche caso sporadico è stato necessario



gestire qualche attività di bonifica su piccoli elementi di tenuta di linee o valvole (guarnizioni – baderna) di apparecchiature datate sulle quali non vi era stata la necessità di intervenire precedentemente, mediante specifici piani di intervento.

L'unica cabina primaria che vede la presenza di interruttori con camere spegni arco contenenti amianto è quella dell'acetilene, locale di proprietà di terzi ma in gestione ad Enipower mediante contratto di affitto; è prevista la sostituzione con nuove apparecchiature, da parte della proprietà, nel biennio 2023-2024. Nel corso del 2023 sono state effettuate le campagne periodiche quadrimestrali di verifica delle fibre aereo-disperse nonché quelle ad hoc in occasione delle manutenzioni degli interruttori che non hanno fatto emergere problemi di rilascio fibre secondo quanto previsto da procedura di gestione.

### **Amianto - Bonifica dell'amianto presente presso l'officina meccanica**

In occasione di attività di housekeeping presso l'officina meccanica, a fine estate 2022 si è deciso di procedere all'alienazione di alcuni fogli di materiale grafitato utilizzato, in passato, per ottenere guarnizioni da utilizzare in impianto. Tali fogli, in totale 100 kg circa, sono stati raccolti in un big bag e i singoli campioni inviati al laboratorio analisi per verificarne composizione e caratterizzarli come rifiuto. Da tali analisi è emerso che alcuni fogli contenevano amianto. Nel mese di maggio 2023 si è deciso di ricampionare il materiale in condivisione di modalità con il fornitore. Dai risultati è stata confermata la presenza di amianto su una sola tipologia di fogli che è stata quindi isolata dal resto dei prodotti. Pertanto, si è provveduto alla adeguata gestione degli stessi come rifiuto.

### **Amianto – Rinvenimento amianto presso area B400**

All'interno delle attività di campionamento della B400 svolte nel secondo semestre 2023, propedeutica al piano di decommissioning, sono state rinvenute due aree con limitata e confinata presenza di amianto non precedentemente censito:

- Giunto condotta fumi da Riscaldatore Aria a Camino, posto ad ovest del camino
- Giunto condotta da economizzatore e caldaia

Tali aree sono al momento recintate e non accessibili agli operatori, lo stato di conservazione del manufatto è compatto, solido e non polverulento. Il censimento è stato aggiornato e le schede inviate agli enti.

## **Inquadramento autorizzativo**

La centrale di Ravenna è in possesso delle seguenti autorizzazioni:

- Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) prot. DVA\_DEC-2012-0000337 del 03/07/2012, della quale è stato dato avviso nella Gazzetta Ufficiale n. 192 del 18 agosto 2012. L'AIA è stata sottoposta a riesame complessivo, rilasciato con DM MITE n. 246 del 10 giugno 2021. All'interno del riesame è stata ottenuta l'autorizzazione all'esercizio della caldaia B600.
- DM 437 del 27/10/2021 di aggiornamento dell'AIA rilasciata con provvedimento DEC-MIN-0000246 del 10/06/2021 per l'esercizio della centrale termoelettrica Enipower di Ravenna, per la modifica sostanziale "Sostituzione TG501 con nuove TG Capacity Strategy".



- Autorizzazione ad emettere gas serra ai sensi del Regolamento Emission Trading System (ETS) n. 547.
- Certificato Prevenzione Incendi Unità TG501 e CC1-CC2: nel corso del 2021 con pratica VV.F. n. 34176 è stato gestito il rinnovo quinquennale del Certificato Prevenzione Incendi per gli impianti e le attività dello stabilimento.
- L'anno 2023, come il 2022, è stato inoltre caratterizzato dalla gestione dell'ottemperanza alle prescrizioni in ambito autorizzativo ed il monitoraggio delle situazioni rilevanti ai fini del permitting ambientale derivanti dalla progressione dei lavori, dalla fine della fase di costruzione e dall'inizio delle attività di commissioning e avviamento dei nuovi impianti. In particolare, si riportano le seguenti comunicazioni agli Enti:

#### **Caldaie B600 e 20B400**

- Comunicazione di messa in esercizio e inizio periodo di messa a regime della B600 in data 31 agosto 2023;
- Comunicazione di entrata in esercizio della caldaia B600 e contestuale messa fuori esercizio della caldaia 20B400 a far data 18 febbraio 2024.

#### **Peakers, TG501 e scarico SF2**

- Comunicazione di messa in esercizio e inizio del periodo di messa a regime del turbogeneratore 20-TG-1801 a far data 5 dicembre 2023 e inizio del suo periodo di messa a regime;
- Comunicazione del termine delle attività di intercettazione del circuito acqua mare con conseguente fermata dello scarico SF2 a far data 1 dicembre 2023, nonché il fuori esercizio del TG-501 dal mese di luglio 2023;
- Pianificazione e descrizione delle attività di messa in sicurezza delle condotte acqua mare;
- Comunicazione interruzione dello scarico SF2 del novembre 2023;
- In merito agli **scarichi idrici**, in ottobre 2022, nel corso dell'iter di rinnovo del provvedimento autorizzativo cointestato (determina dirigenziale della ARPAE n. DET-AMB-2018-6471 del 11/12/2018, cointestato a tutte le società presenti nel sito multisocietario di Ravenna, per lo scarico delle acque reflue industriali inorganiche e meteoriche di sito verso l'impianto di HERAmbiente S.p.A.), ARPAE SAC aveva comunicato che tale autorizzazione dovesse essere rilasciata in capo al solo titolare dello scarico finale, ossia al consorzio Ravenna Servizi Industriali, ferme restando le responsabilità dei singoli titolari delle acque reflue afferenti a tale flusso, al rispetto dei limiti previsti nei rispettivi pozzetti di consegna. RSI ha quindi presentato istanza per l'inserimento, nella propria Autorizzazione Unica Ambientale (AUA), dello scarico delle acque reflue industriali inorganiche e meteoriche del sito e ha provveduto ad effettuare l'aggiornamento del Regolamento fognario secondo tale nuova impostazione. Con Determinazione Dirigenziale DET-AMB-2023-2471, emessa in data 15/05/2023 (Allegato 2), ARPA Emilia-Romagna ha autorizzato la Modifica Sostanziale dell'Autorizzazione Unica Ambientale (AUA) della società consortile R.S.I. che ha ricompreso e sostituito l'Autorizzazione allo scarico di acque reflue inorganiche contenenti "sostanze pericolose", unite ad acque meteoriche e dilavamento e acque reflue domestiche" attraverso lo scarico P22, il cui rilascio è stato posto in capo in capo alla società consortile R.S.I., ai sensi e per gli effetti dell'art 124, comma 2 del D.lgs. 152/06. Con



PEC 78-FB-MF del 11 giugno 2023, Enipower ha comunicato agli enti la variazione dell'intestazione dello scarico, unitamente al nuovo regolamento fognario di sito. Nel triennio la gestione di questi scarichi è stata conforme a quanto previsto dal suddetto provvedimento ed Enipower non ha determinato alcuna anomalia allo scarico finale P22.

- In relazione al rispetto della conformità legislativa, come previsto dalla precedente Autorizzazione Integrata Ambientale DVA-DEC-2012-0000337, il Gestore ha presentato in data 26 aprile 2023 la Comunicazione Annuale e la Dichiarazione di conformità.

## Applicazione delle BAT

La Commissione Europea, con decisione di esecuzione 31 luglio 2017, n. 2017/1442/UE, ha adottato, a norme della direttiva 2010/75/UE, le "Conclusioni sulle BAT" (acronimo di "Best Available Techniques" ovvero "Migliori Tecniche Disponibili") per i "Grandi Impianti di Combustione" (GIC, centrali con potenza termica nominale pari o superiore a 50 MW).

A seguito di questo importante aggiornamento normativo, Enipower, nel corso del 2018, ha istituito un gruppo di lavoro che ha svolto una gap analysis relativamente alle BAT di settore con lo scopo di verificarne lo stato di attuazione. Ai fini dello studio sono state considerate le "conclusioni generali sulle BAT" (BAT 1÷17) e le "conclusioni sulle BAT per la combustione di gas naturale" (BAT 40÷45) elencate nell'Allegato della Decisione di Esecuzione (UE) della Commissione del 31 luglio 2017.

A seguito di tale attività si è potuto verificare che le BAT GIC risultano applicate alla Centrale di Ravenna.

## Gestione degli Stakeholder

Lo strumento di riferimento per la mappatura degli stakeholder nelle realtà operative Eni è l'SMS (Stakeholder Management System), una piattaforma web-based che consente di:

- Mappare, classificare e prioritizzare gli stakeholder;
- Archiviare le interazioni rilevanti (es. minute di incontri, lettere, e-mail, ecc.) con gli stakeholder, con focus su quelle focalizzate su temi di sostenibilità;
- Tracciare le richieste di sostenibilità e le eventuali lamentele (grievances) ricevute;
- Identificare gli stakeholder rilevanti e quelli eventualmente critici, con evidenza dei temi più richiesti;
- Tracciare le azioni di Eni (inclusi i progetti per il territorio locale) in risposta alle richieste degli stakeholder;
- Geolocalizzare gli stakeholder.

Tutti i principali stakeholder esterni dello stabilimento sono stati caricati all'interno del database ottenendone una matrice di rischio in termini di rilevanza e attitudine, visibile nella figura di seguito Figura 3Figura 3.



Figura 3 - Output del software SMS

Gli stakeholder dello stabilimento Enipower di Ravenna non hanno subito variazioni nel corso del 2023.

Di seguito si riporta l’elenco dei principali stakeholder dello stabilimento:

- Sede Enipower;
- Azionisti e Soci Terzi
- Direzioni e società Eni (Direzione Energy Evolution, LdB Power Generation&Marketing - Toller);
- Dipendenti e relativi Rappresentanti (RLSA);
- Agenzia delle Dogane di Ravenna
- Arcidiocesi di Ravenna-Cervia
- ARPA Emilia-Romagna (area Est-Ravenna) - Agenzia Regionale Protezione Ambientale
- ARPA Emilia-Romagna - Agenzia Regionale Protezione Ambientale
- Associazioni ambientaliste di Ravenna
- AUSL - Azienda Unità Sanitaria Locale della Romagna - Distretto di Ravenna
- Autorità Portuale di Ravenna
- Camera di Commercio - Ravenna
- Capitaneria di Porto di Ravenna
- CGIL/FILCTEM Ravenna



- CISL FEMCA Ravenna
- Comitato Nazionale per la Gestione ETS
- Comitato Tecnico Regionale Emilia-Romagna (CTR)
- Comune di Ravenna
- Confindustria Ravenna
- Enti di certificazione
- GSE - Gestione Servizi Energetici
- Guardia Costiera - Direzione Marittima di Ravenna
- Guardia di Finanza - Comando Provinciale di Ravenna
- Herambiente
- INAIL Forlì - ex ISPESL
- INAIL Ravenna - Ist. Naz. Assicurazioni Infortuni sul Lavoro
- INAIL Roma - sede nazionale - ex ISPESL
- INPS Ravenna
- Ispettorato Territoriale del Lavoro - Ravenna/Forlì/Cesena
- Istituti scolastici di Ravenna
- Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA)
- Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica
- Polizia Municipale di Ravenna
- Polo chimico di Ravenna
- Prefettura di Ravenna
- Provincia di Ravenna
- Questura di Ravenna
- Ravenna - Indotto locale
- Ravenna - Indotto nazionale
- Regione Emilia-Romagna
- RSI - Ravenna Servizi Industriali
- Snam Rete Gas - sede di Forlì
- Terna Rete Italia S.p.A.
- UIL/UILTEC Ravenna
- Vigili del Fuoco - Comando Provinciale di Ravenna

In generale, si osserva come nessun stakeholder sia ritenuto con una disponibilità negativa o moderatamente negativa nei confronti dello stabilimento.

Nel periodo considerato dalla presente Dichiarazione Ambientale non ci sono stati reclami o segnalazioni da parte di stakeholder ed enti competenti in materia ambientale.



## Produzione

L'assetto tipico degli impianti tenuto nel 2023 è stato il seguente:

- Ciclo Combinato 1 in marcia
- Ciclo Combinato 2 in marcia
- turbogas TG501 e TD300 in marcia dal durante le fermate programmate o le indisponibilità accidentali di uno dei due cicli combinati nel primo semestre dell'anno. Il TG501 e la turbina TD300 sono entrati in esercizio per l'ultima volta nel mese di luglio 2023 al fine di consentire la fermata per ispezione alla camera di combustione del CC1. Successivamente il TG501 è stato scollegato dalla rete 132 kV e fermato al fine di consentire le attività di collegamento della sottostazione GIS degli impianti Peakers alla sottostazione elettrica in aria a 132 kV.
- caldaia 20B400 in riserva fredda
- turbina 20TD2 riserva fredda
- stabilimento collegato alla Rete Elettrica Nazionale tramite linea ERA a 380 kV e linee 713 e 714 a 132 kV.

Le attività di manutenzione programmata sulle unità di generazione, nel 2023, sono state:

- CC1: minor inspection nel periodo 10-26 ottobre. La fermata di manutenzione inizialmente programmata nel mese di agosto è stata posticipata nel mese di ottobre a causa della concomitante necessità di porre fuori servizio il TG 501 per non impattare sul percorso critico degli impianti Peakers.
- CC2: minor overhaul dall'8 maggio al 27 maggio. L'attività di manutenzione inizialmente pianificata per una durata di 16 gg ha avuto un ritardo di circa 3 gg a causa dell'alluvione che ha colpito la città di Ravenna nello stesso mese di maggio.
- TG501: il TG 501 non ha effettuato fermate programmate per manutenzione preventiva essendo pianificata la sua fermata definitiva entro la fine dell'anno 2023.

Nel 2023, inoltre, si sono verificati eventi di fermate minori per ispezioni preventive dei cicli combinati:

- Il CC1, oltre alla fermata per manutenzione programmata, ha effettuato due fermate non programmate per ispezioni in camera di combustione. Una fermata programmata è stata effettuata in febbraio 2023 ed una straordinaria in luglio, 2023 al fine di consentire lo spostamento della fermata del gruppo da agosto ad ottobre.
- Il TG501 è rimasto indisponibile per un mese in seguito alla rottura nel febbraio 2023 di un cavo 132 kV durante le attività di scavo nel cantiere Peakers.

Di seguito, sono indicate le produzioni dello stabilimento di Ravenna, suddivise per tipologia per il triennio 2021-2023. In particolare, vengono presentati gli andamenti relativi ai seguenti indicatori identificati come rappresentativi del ciclo produttivo:

- **Produzione energia elettrica lorda**, con cui si intende tutta l'energia elettrica prodotta;



- **Produzione energia elettrica netta**, con cui si intende l'energia elettrica prodotta, al netto degli autoconsumi;
- **Equivalente exergetico<sup>1</sup> dell'energia termica prodotta**, con cui si indica la quantità di energia elettrica che si sarebbe prodotta qualora il vapore distribuito ai clienti venisse utilizzato completamente in turbina per produrre solamente energia elettrica. Il dato di vapore da considerare è al netto degli autoconsumi.
- **Energia elettrica equivalente (produzione totale)**, pari dalla somma degli indicatori "Produzione energia elettrica lorda" e "Equivalente exergetico dell'energia termica prodotta"

La seguente tabella riporta i valori degli indicatori descritti per il triennio 2021-2023, rappresentati nei due grafici successivi.

Indicatore	UdM	2021	2022	2023
<b>Produzione energia elettrica lorda</b>	MWh	4.735.447	4.379.075	4.447.560
<b>Produzione energia elettrica netta</b>	MWh	4.633.352	4.284.531	4.353.296
<b>Equivalente exergetico dell'energia termica prodotta (vapore di Media e Bassa Pressione)</b>	MWheq	339.344	257.660	223.774
<b>Energia elettrica equivalente (produzione totale)</b>	MWheq	5.074.791	4.637.735	4.671.334

Tabella 1 - Produzione di energia

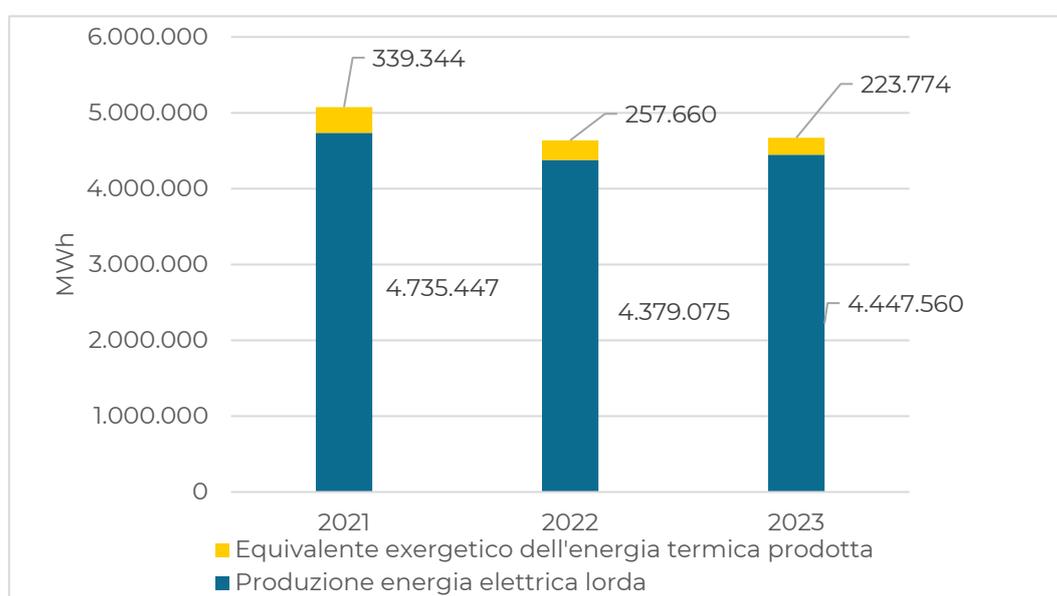


Figura 4 - Produzioni annue di energia elettrica lorda ed equivalente exergetico dell'energia termica prodotta

<sup>1</sup> Si definisce exergia la quantità di energia elettrica che sarebbe prodotta qualora il vapore distribuito ai clienti fosse utilizzato completamente in turbina per produrre solamente energia elettrica. A titolo di esempio, una turbina dalla quale si prelevano 10 t/h di vapore con una pressione di 50 bar per i clienti produce una minor quantità di energia elettrica, circa 3 MW, di una turbina di pari caratteristiche in cui una analoga quantità di vapore viene lasciata espandere completamente.



Nel 2023 lo scenario energetico di riferimento si è andato a normalizzare rispetto al 2022. La maggiore produzione di energia elettrica è stata determinata principalmente dalla maggiore disponibilità degli impianti che non hanno visto, se non nella parte finale dell'anno, alcun periodo di indisponibilità di rilievo. La maggior produzione di energia elettrica deriva principalmente dai cicli combinati, considerando che nella seconda parte dell'anno il TG 501 è stato mantenuto fermo.

La produzione energetica, determinata a partire dall'exergia del vapore erogato a rete, dipende dalle ore di marcia dei gruppi di generazione e dal carico a cui vengono esercitate le unità (che, in virtù del contratto di Tolling, è determinato dal Toller Eni). Il fattore di carico, in particolare, permette di avere indicazioni qualitative sull'andamento dello scenario energetico di riferimento; un maggiore fattore di carico (misurato sulle ore di marcia effettive) indica che i cicli combinati hanno marciato per un maggior numero di ore alla massima potenza, in cui hanno catturato le opportunità offerte dai mercati elettrici.

## Aspetti ambientali

Enipower ha effettuato un'analisi iniziale degli aspetti ambientali, pertinenti alle attività dell'organizzazione, che generano un impatto sull'ambiente. La significatività degli aspetti ambientali viene valutata ogni anno.

Dal 2022 la valutazione degli aspetti ambientali viene effettuata in accordo alla nuova metodologia Eni "Analisi degli aspetti ambientali e degli impatti/rischi per l'ambiente e l'organizzazione" (rif. opi-hse-008-eni spa) che prevede una metodologia unificata per la valutazione degli aspetti ambientali per tutte le società dell'Eni.

Nella tabella seguente si riportano gli aspetti ambientali caratterizzanti le attività dello stabilimento di Ravenna con la relativa valutazione del loro livello di rischio residuo.

Alcuni degli aspetti ambientali sottoelencati sono soggetti a limiti e prescrizioni normati dall'Autorizzazione Integrata Ambientale, cui si rinvia per approfondimenti.

Aspetti	Impatti/rischi	Rischio residuo
Consumo di materie prime	Depauperamento risorse naturali non rinnovabili/rinnovabili	alto
Consumo risorse energetiche	Depauperamento risorse naturali non rinnovabili/rinnovabili	basso
Consumo risorse idriche	Depauperamento risorse naturali non rinnovabili/rinnovabili	alto
Emissioni puntuali in atmosfera	Inquinamento atmosferico	medio
	Aumento effetto Serra	alto



Aspetti	Impatti/rischi	Rischio residuo
<b>Emissioni in atmosfera fuggitive/diffuse</b>	Inquinamento atmosferico	basso
	Aumento effetto Serra	basso
<b>Rifiuti e sottoprodotti</b>	Inquinamento del suolo/sottosuolo	basso
<b>Effluenti liquidi/scarichi idrici</b>	Inquinamento delle acque e sedimenti	medio
<b>Interazioni con suolo e sottosuolo (rilasci nel terreno, uso del suolo, rilasci nel sottosuolo, ecc.)</b>	Inquinamento del suolo/sottosuolo	basso
<b>Rumore e Vibrazioni</b>	Peggioramento del clima acustico	medio
<b>Sostanze contenenti PCB/PCT</b>	Inquinamento del suolo/sottosuolo	N/A
	Inquinamento delle acque	N/A
	Distruzione di flora/fauna, perdita biodiversità	N/A
<b>Odori</b>	Inquinamento odorigeno	basso
<b>Impatto visivo</b>	Inquinamento visivo e paesaggistico	basso
<b>Elettromagnetismo</b>	Inquinamento elettromagnetico	basso
<b>Radioattività</b>	Contaminazione radioattiva	basso
<b>Amianto</b>	Inquinamento atmosferico	basso
	Danni alla salute	basso
<b>Occupazione di suolo</b>	Depauperamento risorse naturali non rinnovabili/rinnovabili	basso

Tabella 2 - Lista degli aspetti ambientali, relativo grado di impatto/rischio e rischio residuo

Nella tabella seguente si riportano le opportunità caratterizzanti le attività dello stabilimento di Ravenna e la valutazione della loro significatività.



Aspetto ambientale	Opportunità	Significatività	Priorità di intervento
<b>Consumo di materie prime/ Emissioni puntuali in atmosfera</b>	Riduzione delle emissioni di NO <sub>x</sub> , CO <sub>2</sub> e CO tramite l'ammodernamento degli impianti (B600 e peakers)	Mediamente significativo	P2
<b>Consumo di risorse idriche</b>	Risparmio Idrico tramite modifiche impiantistiche allo scopo di recuperare laddove possibile la risorsa acqua. - In particolare, studio si concentrerà sulla possibilità di recuperare le acque dalla vasca di raccolta acque meteoriche 40-S-004.	Mediamente significativo	P2
<b>Consumo di risorse idriche</b>	Revamping impianto TAC gestito da RSI	Mediamente significativo	P2
<b>Rifiuti e sottoprodotti</b>	Aumentare % Recupero di rifiuti pericolosi e non pericolosi	Non significativo	P3

Tabella 3 - Significatività aspetti ambientali e opportunità

L'approccio metodologico per determinare la priorità di intervento delle opportunità è basato sulla fattibilità e sul vantaggio che la data opportunità può portare all'organizzazione.

Il codice di priorità di intervento si interpreta nel seguente modo:

- P1: ALTA (Adozione di procedure di controllo operativo e attuazione obiettivi di miglioramento)
- P2: MEDIA (Adozione di procedure di controllo operativo con possibile individuazione di obiettivi di miglioramento)
- P3: BASSA (Monitoraggio)

In merito agli indicatori ambientali si precisa che, rispetto a quanto previsto dall'Allegato IV del Regolamento n. 2026/2018 non sono stati definiti degli indicatori per i seguenti aspetti: produzione di rifiuti, uso del suolo in relazione alla biodiversità e consumo e produzione di energia rinnovabile.

La produzione di rifiuti non si ritiene un aspetto significativo, in quanto non è direttamente connessa al processo di produzione dell'energia elettrica e termica, ma deriva principalmente dalle attività di manutenzione.

Sull'uso del suolo in relazione alla biodiversità, quanto previsto dal regolamento 2026/2018 risulta non correlabile al processo produttivo della centrale e inoltre poco rappresentativo considerato il posizionamento della centrale Enipower di Ravenna



all'interno di un sito petrolchimico multisocietario, in aree destinate ad insediamenti industriali. Più in dettaglio, l'unico dato che potrebbe essere preso in considerazione, tra quelli proposti dal regolamento, è la superficie totale impermeabilizzata, ove però tale condizione è richiesta nell'ambito dell'Autorizzazione Integrata Ambientale come strumento di protezione verso le matrici ambientali. L'aspetto si ritiene quindi di scarsa significatività.

Nella Centrale Enipower di Ravenna non sono al momento impiegate fonti di energia rinnovabile.

Per quanto riguarda gli indici specifici riportati nei seguenti paragrafi, si precisa che questi sono calcolati considerando al denominatore (Dato B) l'indicatore "Energia elettrica equivalente (produzione totale)" come definito al precedente paragrafo.

## Emissioni in atmosfera

### Emissioni di macroinquinanti

Le emissioni in atmosfera sono generate dalla combustione del gas naturale nelle unità produttive e potenzialmente potrebbero essere generate anche dalla caldaia di riserva fredda 20B400 che, seppur ferma è autorizzata all'esercizio per 500 ore/anno.

Di seguito vengono presentati gli andamenti relativi ai seguenti indicatori identificati come rappresentativi delle emissioni in atmosfera:

- **Emissioni di macroinquinanti: concentrazioni di CO e NO<sub>x</sub>**, con cui si riportano le concentrazioni medie calcolate in funzione dei VLE autorizzati in AIA, alle condizioni di normal funzionamento.
- **Emissioni di macroinquinanti: quantità di NO<sub>x</sub>**, con cui si riporta la quantità massica annua di NO<sub>x</sub> emessa. Il dato fa riferimento alle emissioni totali (regime + transitori).
- **Indicatore di emissione NO<sub>x</sub>**, con cui si intende il rapporto tra l'indicatore "Quantità di NO<sub>x</sub>" e l'indicatore "Energia elettrica equivalente (produzione totale)".
- **Emissioni di macroinquinanti: quantità di CO**, con cui si riporta la quantità massica annua di CO emessa. Il dato fa riferimento alle emissioni totali (regime + transitori).
- **Indicatore di emissione CO**, con cui si intende il rapporto tra l'indicatore "Quantità di CO" e l'indicatore "Energia elettrica equivalente (produzione totale)".

Nella tabella seguente viene riportato il confronto tra le concentrazioni medie orarie misurate, calcolate come media annuale, e quelle autorizzate, rappresentate nei successivi grafici. Si evidenzia che nella nuova autorizzazione AIA, a partire dal 18/08/2021, sono presenti limiti orari, giornalieri e annuali, indicati nella tabella sottostante. Non viene indicata la Caldaia 20B400 in quanto nell'anno in corso non è mai entrata in esercizio. Non sono indicati neanche gli impianti B600 e Peakers perché nel corso del 2023 sono stato eserciti solo per Collaudo (Messa a regime dell'impianto)



Indicatore	CC	UdM	2021	VLE (fino al 17/08/202 1)	2022			2023			VLE
					Max orario	Max giornaliero	Medio annuale	Max orario	Max giornaliero	Medio annuale	
<b>Emissioni di macroinquinanti: concentrazione di CO e NO<sub>x</sub></b>	CC1	mg/Nm <sup>3</sup> NO <sub>x</sub>	16,38	50 orari	34,62	32,22	18,15	30,51	24,06	17,23	50 orari 35 giornalieri 30 annuali
	CC1	mg/Nm <sup>3</sup> CO	0,99	30 orari	9,95	4,67	0,99	25,06	14,92	0,77	30 orari 20 giornalieri 10 annuali
	CC2	mg/Nm <sup>3</sup> NO <sub>x</sub>	19,27	50 orari	30,26	24,41	17,43	29,6	27,59	23,32	50 orari 35 giornalieri 30 annuali
	CC2	mg/Nm <sup>3</sup> CO	1,63	30 orari	5,77	2,26	1,27	5,26	2,71	1,2	30 orari 20 giornalieri 10 annuali
	TG501	mg/Nm <sup>3</sup> N O <sub>x</sub>	35,11	75 giorno	n.a.	39,81	22,14	n.a.	41,77	35,71	50 giornalieri 45 annuali
	TG501	mg/Nm <sup>3</sup> CO	4,21	30 giorno	n.a.	3,11	1,15	n.a.	3,48	2,26	30 giornalieri 10 annuali

Tabella 4 Medie orarie/giornaliere/annuali delle concentrazioni dei macroinquinanti in CC1, CC2 e TG501 e i VLE autorizzati.



Di seguito si riportano si riportano gli andamenti massici delle emissioni di CO e NO<sub>x</sub>.

Indicatore	UdM	2021	2022	2023
<b>Emissioni di macroinquinanti: quantità di NO<sub>x</sub></b>	t/anno	594,00	630	616
<b>Emissioni di macroinquinanti: quantità di CO</b>	t/anno	57,00	43	38
<b>Indicatore emissione NO<sub>x</sub></b>	g/kWheq	0,117	0,136	0,132
<b>Indicatore emissione CO</b>	g/kWheq	0,0112	0,0092	0,0081

Tabella 5 Emissioni massiche dei macroinquinanti e indicatori di emissione

Le emissioni massiche di NO<sub>x</sub> e l'indice di emissione si mantengono pressoché costanti nel tempo. Il valore del 2023 è leggermente inferiore a causa di una minore marcia del TG501 che risulta sostanzialmente inutilizzato da luglio.

Le emissioni massiche di CO e l'indice di emissione sono in progressiva diminuzione nel tempo. Il valore del 2023 è in calo rispetto agli anni precedenti nonostante il quantitativo numero di transitori effettuato per il commissioning degli impianti.

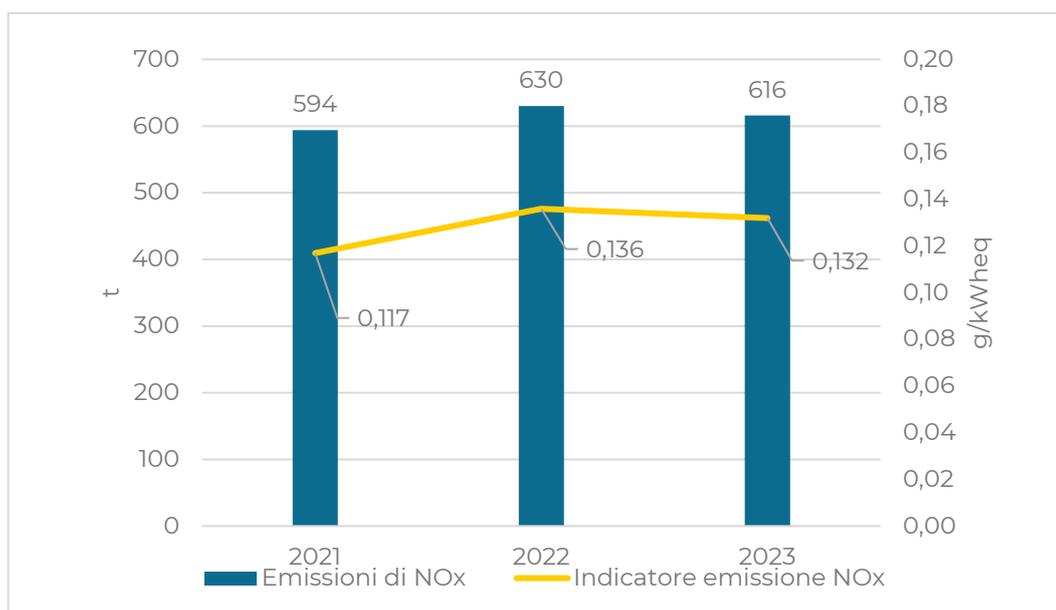


Figura 5 – Emissioni in atmosfera di NO<sub>x</sub>: quantità e indicatore di emissione

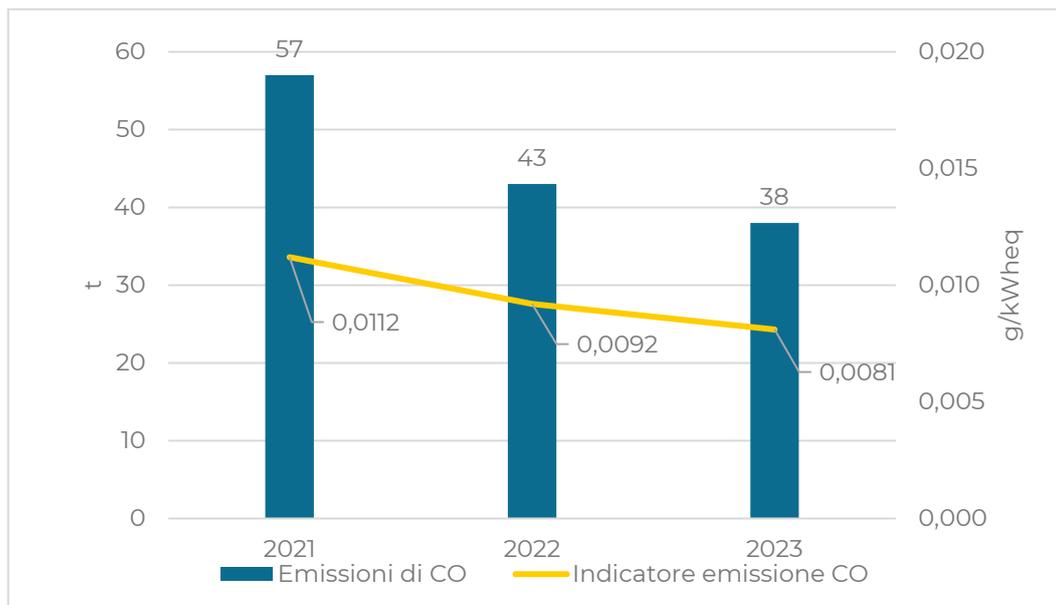


Figura 6 – Emissioni in atmosfera di CO: quantità e indicatore di emissione

## Emissioni gas serra

La centrale di Ravenna è in possesso dell'autorizzazione n. 547 ad emettere gas serra ai sensi della Direttiva Emission Trading System (ETS) e ha inviato all'Autorità Competente l'aggiornamento del piano di monitoraggio secondo il Regolamento UE 2018/2066 relativo al periodo di scambio 2021-2030. Tale Piano di Monitoraggio Emissioni Annue è stato approvato da parte del Comitato Nazionale per la gestione della direttiva 2003/87/CE.

Il 21 dicembre 2023 il Comitato ETS ha pubblicato la deliberazione n. 179/2023 avente ad oggetto il "Rilascio dell'aggiornamento delle autorizzazioni ad emettere gas ad effetto serra del D. Lgs. N. 47/2020". La delibera fra le altre approva le richieste di modifica dell'Autorizzazione alle Emissioni 547 per ricomprendere la Caldaia B600 ed i Peakers e contestualmente la modifica del piano di monitoraggio e del Piano della Metodologia di Monitoraggio, ricomprendendo la fermata definitiva del TG 501.

Nell'ambito della partecipazione al quarto periodo di adempimento del Sistema Europeo di Emission Trading relativo allo scambio di quote di emissione di CO<sub>2</sub> ai sensi della Direttiva 2003/87/CE, la centrale di Ravenna nel 2023 ha ottenuto, nei tempi previsti, la certificazione delle emissioni dell'anno precedente da parte dell'ente esterno di verifica.

Per il 2023 le emissioni di CO<sub>2</sub> certificate sono state 1.802.993 t.

Nel corso dell'anno 2023 sono state svolte, nei termini normativi, tutte le attività previste dal Regolamento UE 2019/331 della Commissione Europea relativo all'assegnazione gratuita delle quote di CO<sub>2</sub> nella IV fase (2021-2030).

Altre emissioni di gas a effetto serra, non soggette al regolamento ETS, sono riconducibili alle seguenti sostanze:

- Esafluoruro di zolfo;
- Idrofluorocarburi;



- Protossido di azoto;
- Metano.

La conversione su base equivalente di CO<sub>2</sub> utilizza i potenziali di riscaldamento globale (GWP) adottati dal 4th Assessment Report IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change – Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Reporting Instructions – in accordo al sistema normativo Eni e all'Allegato B delle LG ISPRA 197/2022.

Di seguito vengono presentati gli andamenti relativi ai seguenti indicatori identificati come rappresentativi delle emissioni di GHG:

- **Emissioni di GHG totali**, con cui si indica il quantitativo annuo di emissioni di CO<sub>2</sub> e CO<sub>2</sub> equivalente da CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O e gas fluorurati.
- **Emissioni di CO<sub>2</sub>**, con cui si indica il quantitativo annuo di emissione totale di CO<sub>2</sub>, ottenuto dalla somma della CO<sub>2</sub> certificata (ETS) e quella dovuta alla mobility.
- **Emissioni di CH<sub>4</sub>**, con cui si indica il quantitativo annuo di emissioni totali di CH<sub>4</sub>, espresse in tCO<sub>2</sub>eq/anno e dovute a combustione e processo, fuggitive e venting.
- **Emissioni di N<sub>2</sub>O**, con cui si indica annuo di emissioni totali di N<sub>2</sub>O, espresse in tCO<sub>2</sub>eq/anno, e dovute a combustione e processo.
- **Emissione totale fluorurati**, con cui si indica la somma delle emissioni di idrofluorocarburi e esafluoruro di Zolfo, espresse in tonnellate equivalenti di CO<sub>2</sub>.
- **Emissione di HCF**, con cui si indica il quantitativo annuo di emissione totale di idrofluorocarburi (espresso in kg/anno) contenuti negli impianti HVAC.
- **Emissione di SF<sub>6</sub>**, con cui si indica il quantitativo annuo di emissione totale di esafluoruro di zolfo (espresso in kg/anno) contenuto nei commutatori elettrici.
- **Indicatore di emissione CO<sub>2</sub>**, con cui si indica il rapporto tra l'indicatore "Emissioni CO<sub>2</sub>" e l'indicatore "Energia elettrica equivalente (produzione totale)".
- **Indicatore di emissione GHG**, con cui si indica il rapporto tra "Emissioni GHG totali" e l'indicatore "Energia elettrica equivalente (produzione totale)".

Nella tabella, di seguito riportata, sono rappresentate le emissioni di gas serra derivanti dalle attività dello stabilimento di Ravenna.



Indicatore		UdM	2021	2022	2023
<b>Emissioni GHG totali</b>		tCO <sub>2</sub> eq/anno	1.933.921	1.805.091	1.805.576
<b>Emissioni CO<sub>2</sub></b>		t/anno	1.922.386	1.793.923	1.802.993
<b>Emissioni CH<sub>4</sub></b>	Totali	tCO <sub>2</sub> eq/anno	1.004	942	948
	Da combustione e processo	t/anno	36,74	34,07	32,63
	Fuggitive	t/anno	2,27	2,81	1,23
	Venting	t/anno	1,14	0,80	4,05
<b>Emissioni N<sub>2</sub>O</b>		tCO <sub>2</sub> eq/anno	9.755	9.044	973
		tN <sub>2</sub> O/anno	32,73	30,35	3,26
<b>Totale fluorurati</b>		tCO <sub>2</sub> eq	776	1.182	662
<b>HFC</b>		kg/anno	32,5	29,70	0
<b>SF<sub>6</sub></b>		kg/anno	32	50	29

Tabella 6 - Emissioni gas serra

Nel complesso, il peso della CO<sub>2</sub> equivalente di derivazione dalle 4 sostanze citate, risulta esiguo rispetto alla CO<sub>2</sub> prodotta dalla combustione del gas naturale per la produzione di energia elettrica. Infatti, si hanno 1.805.576 t di CO<sub>2</sub> equivalente totale contro 1.802.993 t di CO<sub>2</sub> da combustione e processo.

Indicatore	UdM	2021	2022	2023
<b>Indicatore emissione CO<sub>2</sub></b>	gCO <sub>2</sub> /kWh <sub>eq</sub>	379	387	386
<b>Indicatore emissione GHG</b>	gCO <sub>2</sub> eq/kWh <sub>eq</sub>	381	389	387

Tabella 7 - indicatori gas serra

Nel grafico sottostante sono riportate le variazioni degli indicatori emissivi di CO<sub>2</sub> e GHG, rapportati alla produzione di energia elettrica nel triennio di riferimento.

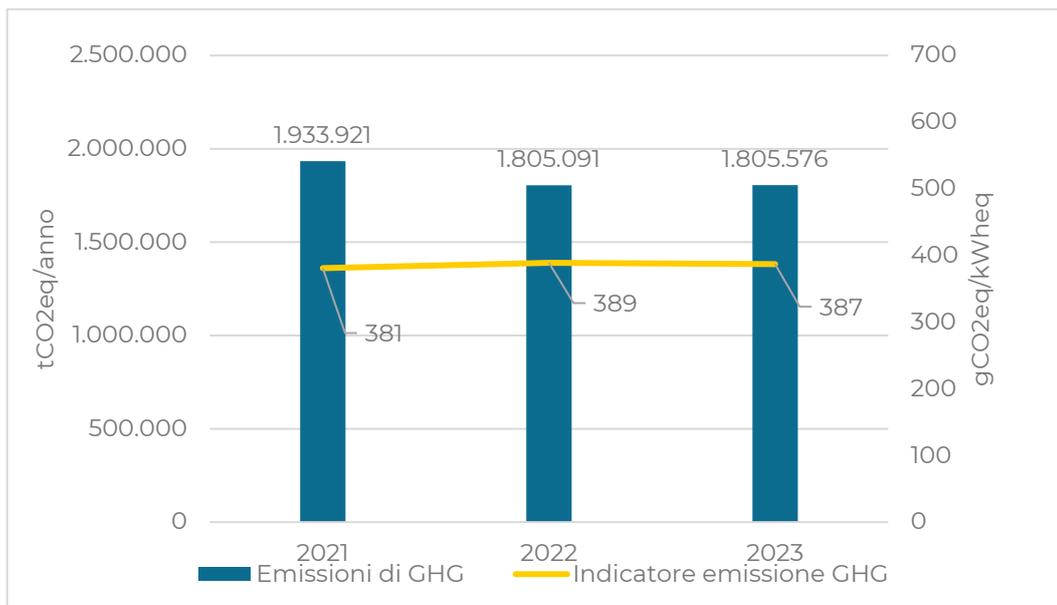


Figura 7 - Emissioni in atmosfera di GHG totali: quantità e indicatore di emissione

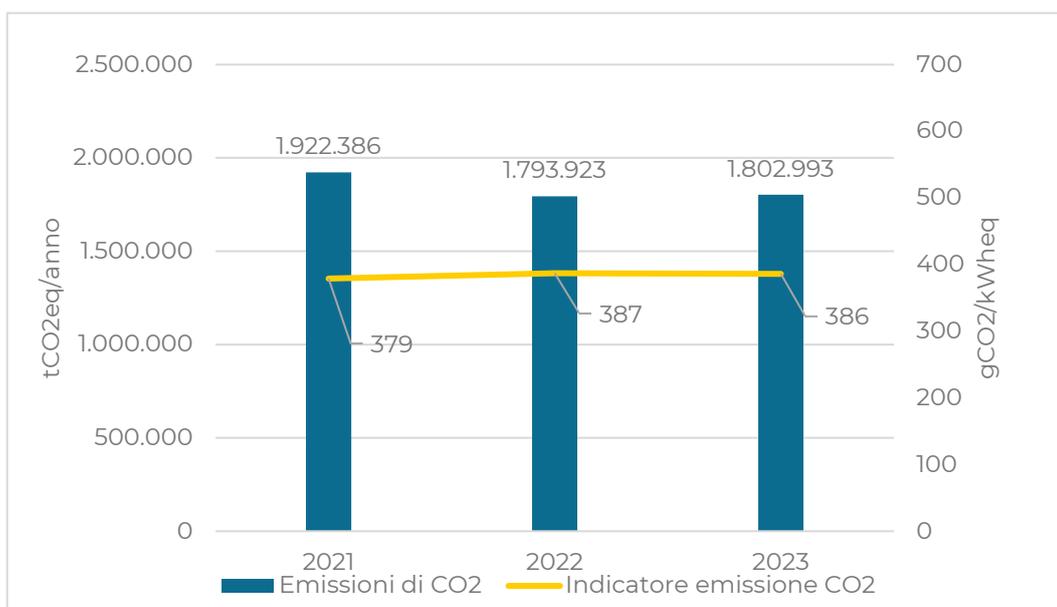


Figura 8 - Emissioni in atmosfera di CO<sub>2</sub>: quantità e indice di emissione

L'andamento delle emissioni di CO<sub>2</sub> è correlato a quello della produzione di energia: il valore del 2023 è allineato a quello del 2022. L'indicatore di emissione si mantiene pressoché invariato, con un leggero miglioramento a causa del minor esercizio del TG501, che ha un rendimento di generazione inferiore a quello dei cicli combinati CC1 e CC2. Analoghe considerazioni valgono per le emissioni GHG totali.



## Impiego di risorse naturali ed energetiche

Nel sito di Ravenna non vi sono attività di sfruttamento del suolo. Le risorse naturali impiegate sono acqua e combustibili fossili. Anche gli investimenti avviati nel corso del 2021 in Enipower sono realizzati tutti su un “*Brown Field*” andando ad occupare aree recuperate e già occupate in passato da impianti di produzione.

### Ciclo dell’acqua

#### Prelievi idrici

Lo Stabilimento utilizza le seguenti tipologie di acqua:

- acqua dolce, cosiddetta “acqua integrazione” (tal quale e pre-condizionata), per il raffreddamento del turbogas TG501 e dei nuovi cicli combinati;
- acqua dolce per il sistema antincendio;
- acqua demineralizzata per la produzione di energia elettrica e vapore;
- acqua potabile per i servizi igienici;
- acqua mare per il raffreddamento dei condensatori delle turbine 20TD2 e 20TD300.

Il sito non preleva direttamente acqua dal sottosuolo o da acque superficiali. L’acqua industriale, di integrazione e demineralizzata, viene fornita dal consorzio RSI che effettua questo servizio per tutte le società del sito multisocietario.

L’acqua demineralizzata può essere considerata come una vera e propria materia prima all’interno del processo di produzione dell’energia elettrica e del vapore distribuito nella rete del sito multisocietario.

Il prelievo di acqua potabile è legato all’utilizzo del personale aziendale e di quello terzo che si avvale dei servizi Enipower, pertanto il valore annuo varia anche in funzione delle tipologie di interventi effettuati e quindi dalla presenza del personale di imprese terze.

L’acqua mare viene utilizzata solo per il raffreddamento, perciò la quantità prelevata viene interamente restituita al corpo idrico esterno.

Di seguito vengono presentati gli andamenti relativi ai seguenti indicatori identificati come rappresentativi dei prelievi idrici.

- **Totale acqua dolce prelevata:** indica il quantitativo totale di acqua dolce prelevata, come somma dei seguenti contributi: acqua dolce prelevata da acquedotto o cisterna, acqua demi/industriale proveniente da terzi.
- **Acqua dolce prelevata da acquedotto o cisterna:** indica il quantitativo annuo di acqua dolce prelevata da acquedotto ad uso potabile;
- **Acqua demi/industriale proveniente da terzi:** indica il quantitativo annuo di acqua superficiale fornita dal consorzio RSI che effettua questo servizio per tutte le società del sito multisocietario. La Centrale di Ravenna la destina ad uso industriale, di raffreddamento e antincendio;



- **Indicatore di prelievo idrico**, con cui si intende il rapporto tra l'indicatore " Totale acqua dolce prelevata " e l'indicatore "Energia elettrica equivalente (produzione totale)".
- **Acqua prelevata dal mare**: indica il quantitativo di acqua prelevata dal mare e utilizzata principalmente per il circuito aperto di raffreddamento dei condensatori delle turbine 20TD2 e 20TD300.

La Centrale di Ravenna recupera due flussi idrici che vengono reimmessi nel circuito RSI e riutilizzati quindi nel ciclo idrico del sito multisocietario:

- condense;
- acqua dolce di raffreddamento per finalità antincendio.

Indicatore	UdM	2021	2022	2023
<b>Totale Acqua dolce prelevata</b>	Mm <sup>3</sup>	4,398	3,815	3,807
<b>Acqua dolce prelevata da acquedotto o cisterna</b>	Mm <sup>3</sup>	0,0021	0,0023	0,0071
<b>Acqua demi/industriale proveniente da terzi</b>	Mm <sup>3</sup>	4,396	3,811	3,799
<b>Indicatore di prelievo idrico</b>	m <sup>3</sup> /MWheq	0,867	0,819	0,815
<b>Acqua di mare prelevata</b>	Mm <sup>3</sup>	61,293	70,959	46,263

Tabella 8 - Volumi di acqua prelevata

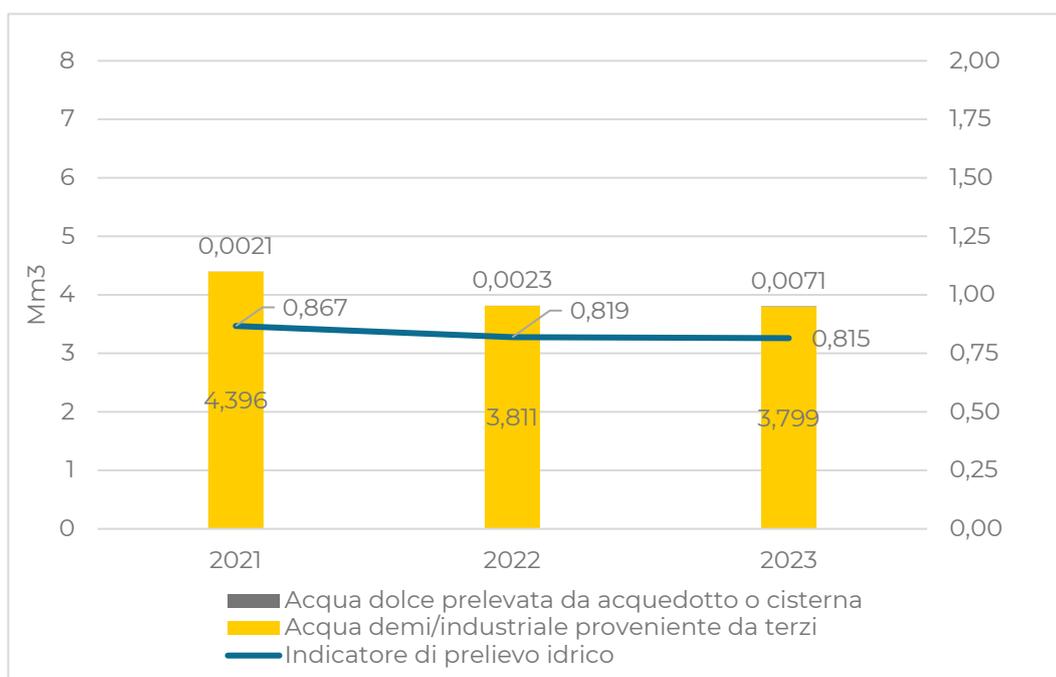


Figura 9 – Prelievi idrici di acqua dolce



Il totale acqua dolce prelevata rispecchia, negli anni, l'andamento della produzione di energia elettrica. Nel corso del 2024 si potranno valutare altri consumi idrici che saranno determinati dai peakers legati più che altro alla produzione elettrica della macchina in estate (Sistema EVAP e Sistema Sprint).

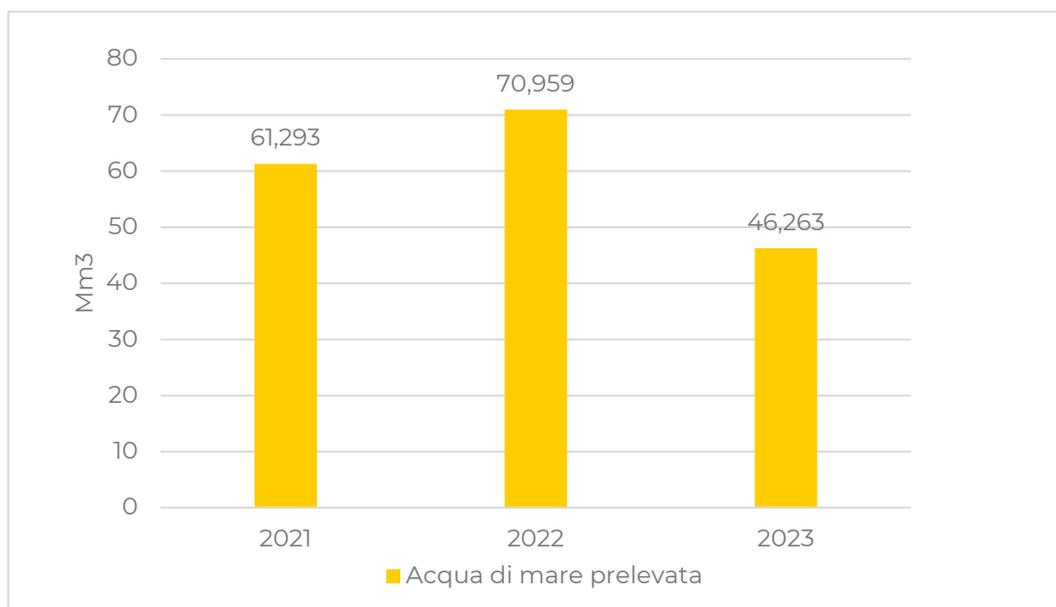


Figura 10 - Prelievi idrici di acqua mare

Per quanto riguarda i prelievi di acqua mare, il trend in evidente calo del 2023, rispetto agli anni precedenti, è legato principalmente, al fatto che la marcia del TG501 e della TD300 è risultata residuale e prossima alla fermata per la messa in esercizio dei peakers. Nel mese di dicembre, inoltre, si è dato avvio alle attività per la fermata definitiva delle condotte acqua mare con l'intercettazione dell'opera di presa e la fermata di fatto dello scarico.

## Scarichi idrici

I processi produttivi della centrale generano le seguenti tipologie di acque reflue:

- acqua mare da raffreddamento;
- acque dolci (acque meteoriche, condense e vapore da sfiati e spurghi, servizi igienici).

Gli scarichi di acqua inorganiche sono raccolti nella fognatura interna di stabilimento tramite 7 pozzetti tre dei quali destinati esclusivamente alla raccolta di acque piovane; gli scarichi sono collettati nella rete delle acque inorganiche del sito multisocietario e hanno come punto finale il pozzetto fiscale P22 intestato alla società RSI. Queste acque, definite inorganiche, sono poi convogliate all'impianto di trattamento chimico-fisico di proprietà di Herambiente, situato a ridosso del sito multisocietario. Tale trattamento consiste nello stoccaggio delle acque in apposite vasche dove con l'aggiunta di additivi chimici avviene la sedimentazione dei solidi in sospensione. La qualità dell'acqua di scarico deve essere conforme ai valori omologati dalla società Herambiente che è preposta al trattamento.



A differenza degli anni precedenti, dal 2022 gli scarichi sono stati calcolati a partire da un bilancio idrico realizzato internamente in Enipower, su base giornaliera, con una maggiore accuratezza.

I volumi in prelievo e scarico di acqua mare, calcolati a partire dalle ore di funzionamento e dalla portata delle pompe, sono uguali poiché essa è utilizzata in un circuito aperto di raffreddamento.

Di seguito vengono presentati gli andamenti relativi ai seguenti indicatori identificati come rappresentativi degli scarichi idrici.

- **Acqua di mare scaricata:** indica quantitativo annuo di acqua mare scaricata, afferente al circuito aperto di raffreddamento già citato nel capitolo precedente;
- **Acqua dolci scaricate in fogna:** indica il quantitativo annuo di acqua dolce scaricata in fogna per usi e provenienti da eventi meteorici.

La tabella seguente evidenzia la suddivisione per tipologia delle acque scaricate, mentre il grafico seguente riporta gli andamenti.

Indicatore	UdM	2021	2022	2023
Acqua mare scaricata	Mm <sup>3</sup>	61,293	70,959	46,263
Acque dolci scaricate in fognatura	Mm <sup>3</sup>	0,172	0,153	0,103

Tabella 9 - Scarichi idrici

Per quanto concerne le acque dolci scaricate in fogna, il dato del 2023 risulta in diminuzione rispetto agli anni precedenti. Un contributo alla diminuzione deriva dalla fermata delle torri di raffreddamento del TG 501.

Il trend degli scarichi di acqua di mare è in piena continuità con i prelievi, entrambi calcolati a partire dalle ore di funzionamento e dalla portata delle pompe. Tale scarico, come il prelievo, si annullerà nel 2024.

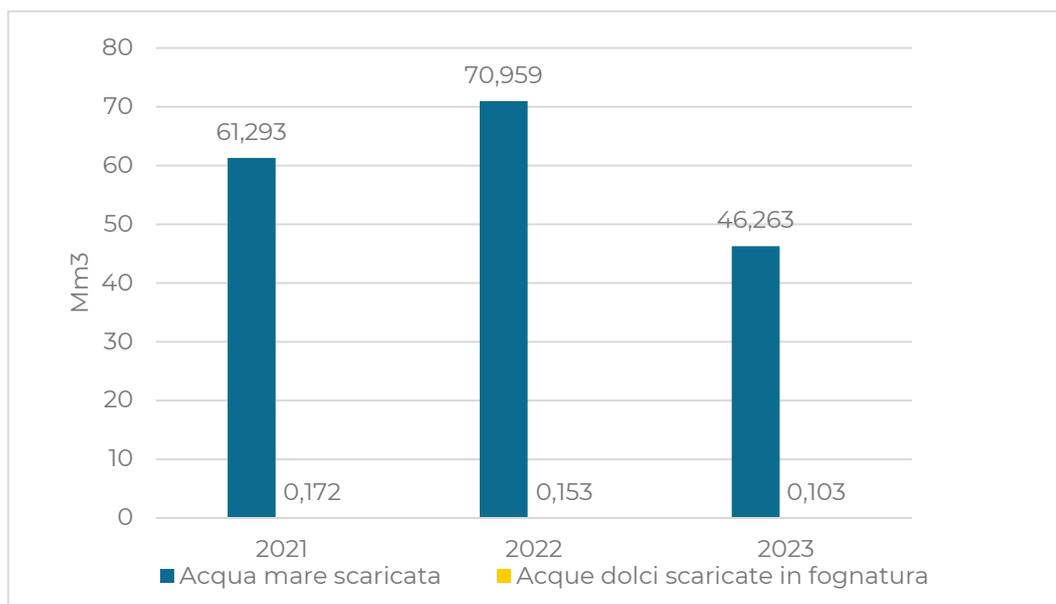


Figura 11 – Scarichi idrici di acqua dolce

## Consumo di combustibili ed efficienza energetica

Le centrali Enipower nel mese di maggio 2023 hanno mantenuto la conformità alla norma UNI EN ISO 50001:2018 sul sistema di gestione dell'energia e sempre nel corso del 2023 è stata condotta la diagnosi energetica che non ha evidenziato ulteriori interventi rispetto a quanto già proposto nella precedente, ad eccezione degli interventi di ottimizzazione delle performance dei turbogas a carico parziale e del potenziale inserimento di impianti fotovoltaici sulle coperture degli edifici di servizio delle centrali, al fine di ridurre la quota di autoconsumo di energia prodotta da fonte fossile.

Nel presente paragrafo vengono presentati gli andamenti relativi ai seguenti indicatori identificati come rappresentativi del consumo di combustibili e chemicals e dell'efficienza energetica:

- **Consumo di combustibili – Gas naturale**, con cui si riporta il quantitativo annuo di gas naturale utilizzato dallo Stabilimento, espresso in Tonnellate di Petrolio Equivalenti ("TEP").
- **Consumo di combustibili – Gasolio**, con cui si riporta il quantitativo annuo di gasolio utilizzato nel gruppo elettrogeno dello Stabilimento, espresso in TEP.
- **Fuel utilization**, con cui si intende un indice di rendimento calcolato dal rapporto tra l'energia prodotta al netto degli autoconsumi (pari quindi alla somma degli indicatori "Produzione energia elettrica netta" e "Produzione energia termica") e la quantità di energia primaria introdotta. La fuel utilization equivale al rendimento di primo principio della produzione complessiva per i gruppi CC1, CC2 e TG501. Da quest'anno è rendicontata per singolo impianto
- **Rendimento exergetico**: con cui si intende un indice del rendimento del ciclo completo. È dato dal rapporto tra la somma della produzione netta (Elettrica



ed equivalente exergetico) e la somma dei contenuti energetici dei prodotti combustibili utilizzati.

La tabella seguente evidenzia i consumi, mentre il grafico seguente riporta gli andamenti.

Indicatore	UdM	2021	2022	2023
<b>Consumo combustibili: Gas naturale</b>	TEP	825.273	768.582	771.437
<b>Consumo di combustibili: Gasolio</b>	TEP	1,62	1,52	1,21
<b>Fuel utilization</b>	%CC1	59	58	56,43
	%CC2	60	59	60,51
	%TG501	63	66	59,98
<b>Rendimento exergetico</b>	% CC1	52,4	51,9	51,05
	% CC2	51,6	52,4	52,31
	% TG501	38,3	39,5	34,90

Tabella 10 - Consumo di combustibili

Il rendimento dei gruppi CC1 e CC2 rispetta i livelli riportati nella BAT-C 40 e le prescrizioni AIA (tra 50 e 60%). Per il TG501 la verifica del rendimento viene effettuata tramite il calcolo del consumo netto di combustibile, la BAT-C 40 considera un consumo netto di combustibile maggiore e/o uguale del 65%.

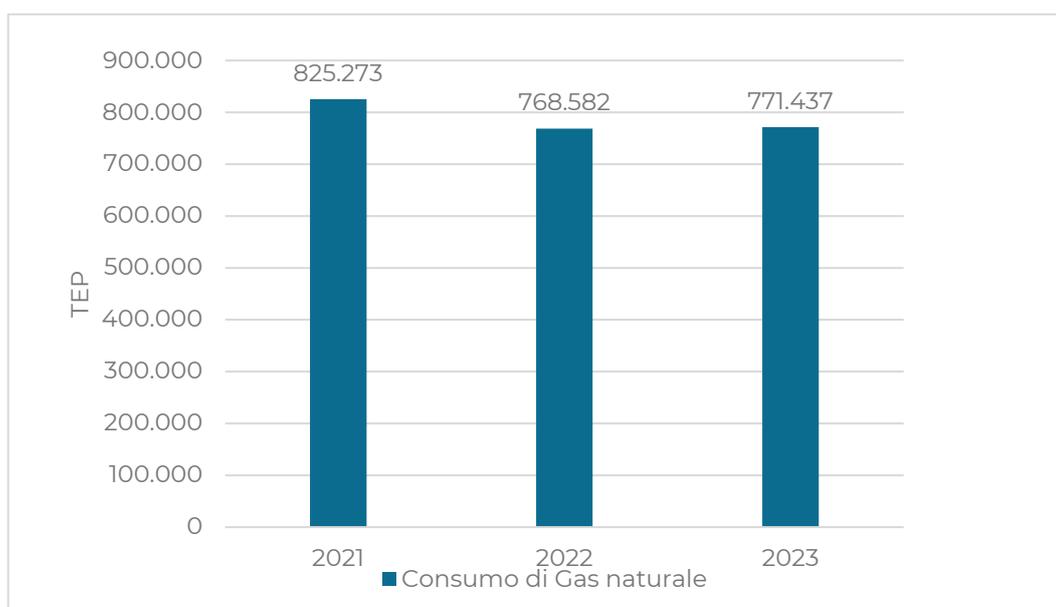


Figura 12 - Consumo di gas naturale



Il consumo di gas naturale è funzione della produzione di energia elettrica e degli assetti impiantistici, perciò il suo andamento riflette, qualitativamente, il trend delle produzioni di energia elettrica; il consumo di gas del 2023 è praticamente allineato al consumo del 2022. Il minor utilizzo del TG 501 si riflette positivamente sul rendimento globale della centrale.

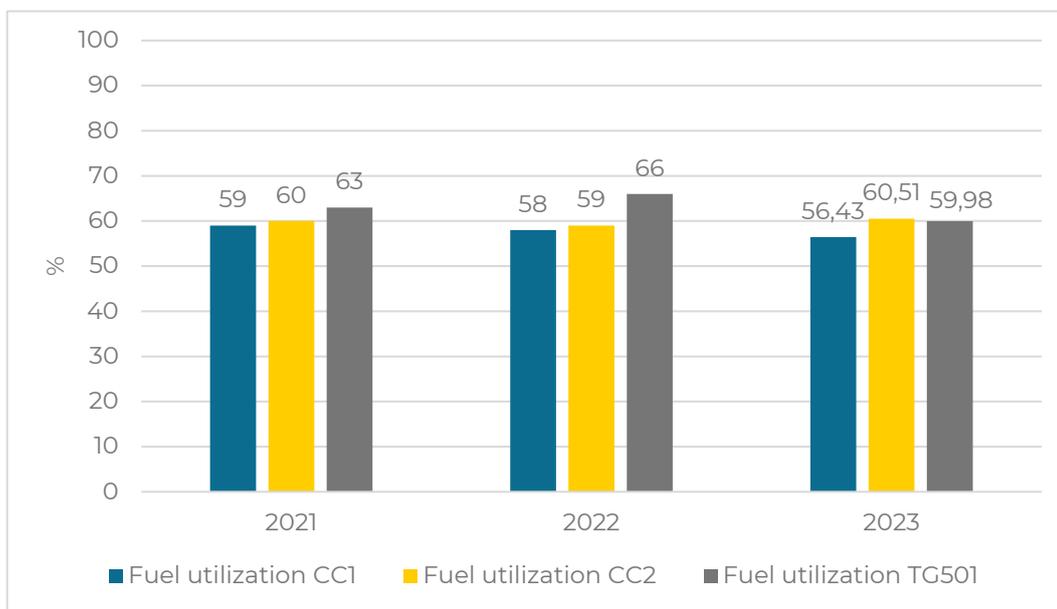


Figura 13 – Fuel utilization

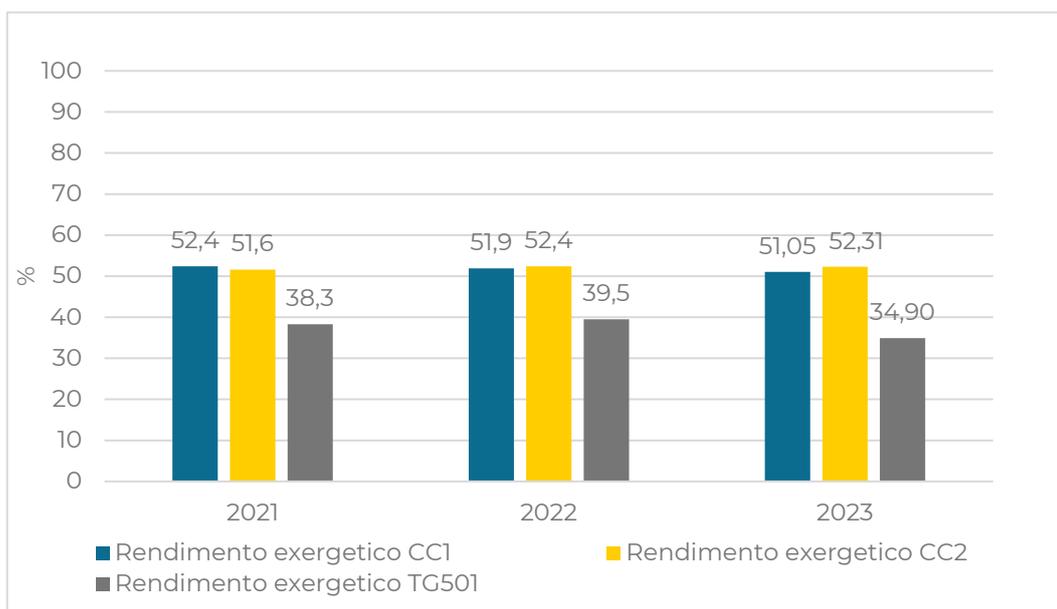


Figura 14 - Rendimento exergetico

I cicli combinati CC1 e CC2 presentano dei rendimenti lordi di generazione nel 2023 con un andamento nel tempo leggermente in diminuzione coerentemente al fattore di carico.

Il valore del CC1 è in diminuzione oltre che per il fattore di carico anche per il riscontro di una problematica riscontrata nel compressore assiale (rottura interna di palette



rotoriche del compressore), per la quale è stata anticipata la fermata Major in febbraio 2024.

Il valore del CC2, invece, conferma nel 2023 il recupero di efficienza dovuto all'esecuzione di una Major overhaul dell'anno precedente contestualmente ad un regime di esercizio tale che il rendimento risulta analogo a quello dell'anno 2022.

Il rendimento di generazione del TG 501 è condizionato dal suo esercizio saltuario nel 2023, con marce di pochi giorni che hanno reso più penalizzante, ai fini del rendimento, la fase di avviamento. Di fatto l'esercizio del TG 501 si è concluso a luglio 2023, da quel momento in poi il gruppo non è più stato messo in servizio.

Considerazioni analoghe possono essere fatte per i rendimenti netti.

La marcia, anche se in condizioni di commissioning, dei nuovi impianti ha influenzato in parte le performance degli altri impianti. Il test della B600 ha determinato, spesso, la produzione di vapore in eccesso rispetto a quanto sarebbe stato necessario e contemporaneamente alla marcia dei cicli combinati, accadimenti che non si verificheranno nelle condizioni di normale esercizio.

## Rifiuti

I rifiuti prodotti dalla centrale di Ravenna derivano dalle attività di manutenzione effettuate, nonché dalle attività di investimento che comportano operazioni di demolizione/costruzione presso lo stabilimento. Lo sforzo della società è quello di perseguire il più alto conferimento a recupero rispetto lo smaltimento.

Nel presente paragrafo vengono presentati gli andamenti relativi ai seguenti indicatori identificati come rappresentativi della gestione dei rifiuti:

- **Rifiuti pericolosi prodotti**, con cui si indica il quantitativo annuo di rifiuti pericolosi prodotti da attività produttiva, manutenzione/demolizione e bonifica.
- **Rifiuti non pericolosi prodotti**, con cui si indica il quantitativo annuo di rifiuti non pericolosi prodotti da attività produttiva, manutenzione/demolizione e bonifica.
- **Rifiuti recuperati**, con cui si intende un indice ottenuto dal rapporto tra i rifiuti avviati a recupero e il totale dei rifiuti conferiti nel corso dell'anno.
- **Rifiuti smaltiti**, con cui si intende un indice ottenuto dal rapporto tra i rifiuti avviati a smaltimento e il totale dei rifiuti conferiti nel corso dell'anno.

Indicatore	UdM	2021	2022	2023
<b>Rifiuti pericolosi prodotti</b>	t	259	219	395
<b>Rifiuti non pericolosi prodotti</b>	t	9.251	16.359	9.799
<b>Rifiuti recuperati</b>	%	89	95	89
<b>Rifiuti smaltiti</b>	%	11	5	11

Tabella 11 – Rifiuti prodotti e gestiti



Nelle figure seguenti sono riportati i rifiuti prodotti nel triennio di riferimento suddivisi tra pericolosi e non pericolosi, quindi le modalità di gestione con l'indicazione di quanto conferito a smaltimento e a recupero.

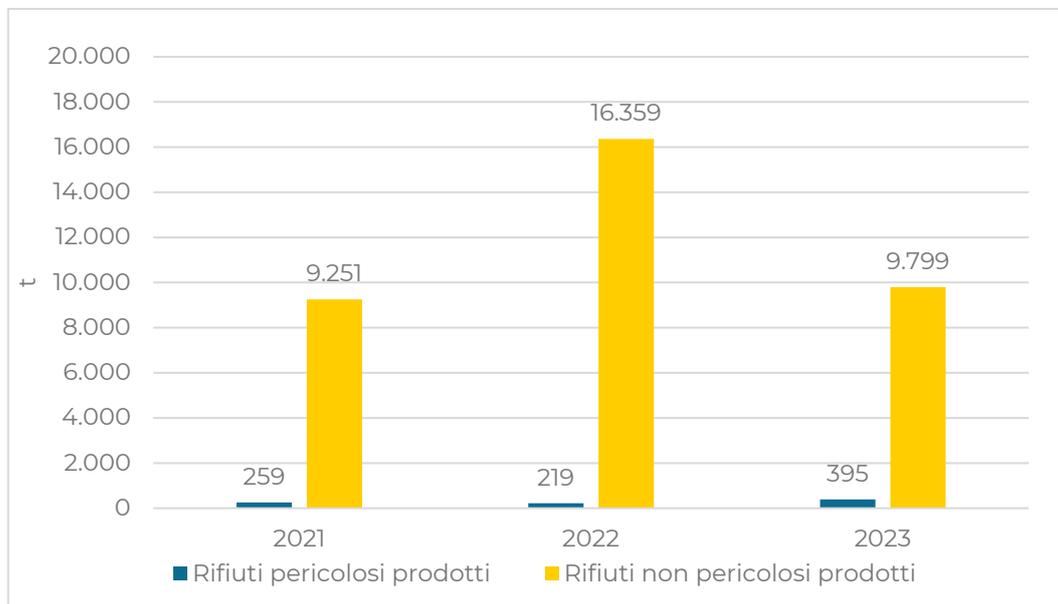


Figura 15 – Produzione rifiuti, differenziati tra pericolosi e non pericolosi

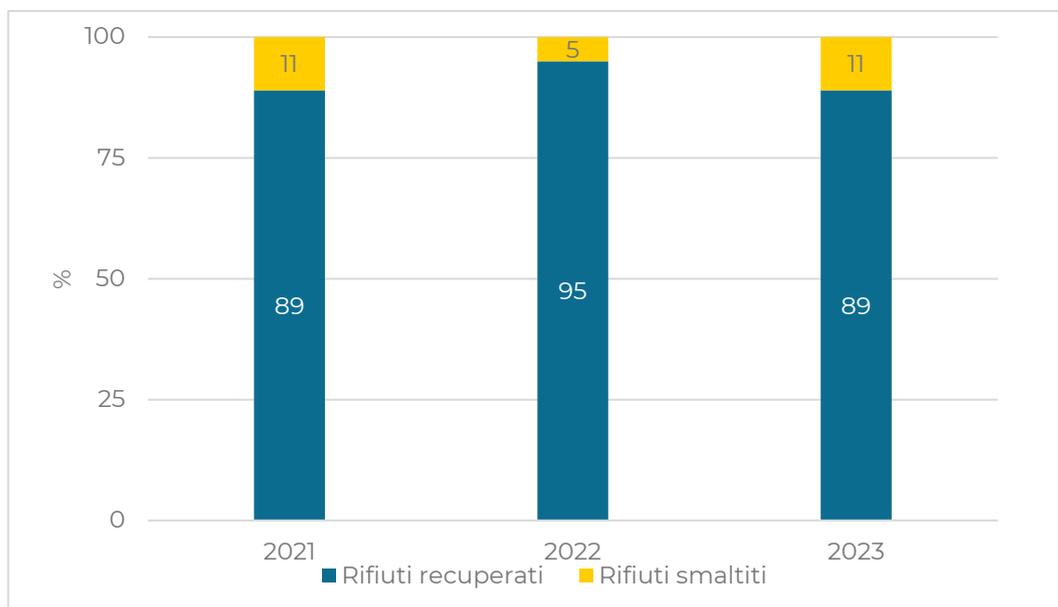


Figura 16 - Modalità di gestione dei rifiuti

Nel corso dell'anno 2023 si è avuta una produzione di rifiuti pari a circa 10.195 ton (di cui 9.799 ton di non-pericolosi e 396 ton di pericolosi) in sensibile calo rispetto il 2022.

In particolare, nel 2022 si era registrato, infatti, un incremento nella produzione annuale media di rifiuti (partito già nel 2021) dovuto principalmente ai rilevanti progetti d'investimento in sito (costruzione della nuova caldaia B600 e del progetto



di posa dei nuovi cavi 132 Kv mediante TOC; avvio del cantiere di realizzazione delle nuove turbine "Peakers"). Anche il 2023 è stato caratterizzato da numerose attività di scavo e demolizione ma in diminuzione rispetto all'anno precedente. Le principali attività di scavo sono terminate nel mese di settembre. Gli scavi della TOC e del Cantiere B600 sono terminati entro il primo semestre, e anche quelli del Cantiere Peakers hanno visto dal mese di settembre solo attività residue. La produzione di tali rifiuti inerti, con un totale annuo di 8.881 ton, ha rappresentato circa il 90% della produzione totale.

I quantitativi effettivamente conferiti presso impianti esterni di smaltimento/recupero sono stati pari a circa 11.370 ton, dato che differisce dalla produzione in quanto tiene conto dei quantitativi che alla fine di ogni anno restano in giacenza nei depositi temporanei.

La percentuale di recupero sul totale dei rifiuti conferiti è stata pari al 89%, raggiungendo il 92% circa tra i soli rifiuti non-pericolosi e il 2% tra i pericolosi. I quantitativi conferiti agli impianti esterni confermano un trend positivo della percentuale di rifiuti inviati a recupero rispetto quelli inviati a smaltimento, dato che si attesta intorno al 90% del totale. In merito all'utilizzo di aree per il deposito temporaneo dei rifiuti comunicate agli enti, così come di seguito definite:

- Deposito temporaneo Isola 18 per 'Progetto Turbogeneratori a gas- Peakers'
- Deposito temporaneo Isola 19 per 'Progetto Turbogeneratori a gas - Peakers'

sono state gradualmente riconsegnate ai proprietari. Il termine del loro utilizzo è stato formalmente comunicato, vedi comunicazioni sotto riportate.



## Rumore ambientale

Lo stabilimento Enipower di Ravenna sorge su un'area di circa 9 ettari all'interno del più ampio sito multisocietario. Quest'ultimo occupa un'area di circa 270 ettari, classificata come esclusivamente industriale, ubicata lungo il canale Candiano, che collega Ravenna al mar Adriatico.

Per quanto riguarda i recettori, le aree intorno al sito multisocietario presentano caratteristiche diverse, sono infatti presenti: aree industriali, aree ad uso agricolo, aree ad uso misto con residenze, specchi d'acqua di tipo artificiale/naturale.

La situazione rumore prodotto è stabile rispetto all'anno precedente, non essendo cambiato il processo e l'impiantistica adottata.

Nell'anno 2021, come previsto dall'AIA, è stata eseguita una verifica di clima acustico sul perimetro Enipower durante la normale attività di impianto, applicando la metodologia definita in accordo con gli Enti di controllo nel 2017

I limiti acustici di immissione prescritti nel D.P.C.M. 14/11/97, fissati per le varie aree, sono rappresentati nella tabella.

Classe di destinazione d'uso del territorio	Periodo diurno (6-22)	Periodo notturno (22-6)
Classe I – Aree particolarmente protette	50 dBA	40 dBA
Classe II – Aree prevalentemente residenziali	55 dBA	45 dBA
Classe III - Aree di tipo misto	60 dBA	50 dBA
Classe IV – Aree di intensa attività umana	65 dBA	55 dBA
Classe V – Aree prevalentemente industriali	70 dBA	60 dBA
Classe VI – Aree esclusivamente industriali	70 dBA	70 dBA

Tabella 12 - Limiti massimi di immissione per le diverse aree

La valutazione di impatto acustico, effettuata nel 2021, ha confermato che la centrale di Ravenna non crea disturbo ai ricettori più prossimi in quanto emette un livello di pressione sonora conforme ai limiti di immissione previsti dalle normative vigenti già ai propri confini. Di seguito si riportano i dati rilevati



Sorgente	Potenza sonora dBA	LPS (dBA) calcolato al ricettore	LPS (dBA) misurato al ricettore	Distanza tra perimetro di misura e posizione del ricettore (m)	Valore limite assoluto di immissione (diurno / notturno) dBA	Rispetto dei limiti
<b>S1</b>	115,3	R1 ACOMON: 64,5	R1 ACOMON: 63,5	98	70	Positivo
		R2 ENDURA: 65	R2 ENDURA: 65	95		
		R3 VINAVIL: 64,5	R3 VINAVIL: 67,5	100		
		R4 YARA: 55,5	R4 YARA: 66	273		
		R5 VERSALIS: 52	R5 VERSALIS: 63,5	420		
<b>S2</b>	117,4	R1 ACOMON: 58	R1 ACOMON: 63,5	256	70	Positivo
		R2 ENDURA: 58,5	R2 ENDURA: 65	242		
		R3 VINAVIL: 64	R3 VINAVIL: 67,5	130		
		R4 YARA: 63	R4 YARA: 66	150		
		R5 VERSALIS: 57,5	R5 VERSALIS: 63,5	277		
<b>S4</b>	109,8	R1 ACOMON: 46	R1 ACOMON: 63,5	446	70	Positivo
		R2 ENDURA: 46	R2 ENDURA: 65	442		
		R3 VINAVIL: 53	R3 VINAVIL: 67,5	200		
		R4 YARA: 53,5	R4 YARA: 66	185		
		R5 VERSALIS: 55,5	R5 VERSALIS: 63,5	150		
<b>S5</b>	96,8	R6 Sala TAC: 40,5	R6 Sala TAC: 60,5	185	70	Positivo



Sorgente	Potenza sonora dBA	LPS (dBA) calcolato al ricettore	LPS (dBA) misurato al ricettore	Distanza tra perimetro di misura e posizione del ricettore (m)	Valore limite assoluto di immissione (diurno / notturno) dBA	Rispetto dei limiti
S6	93,5	R7 caserma VVF: 41	R7 caserma VVF: 56,5	120	70	Positivo

Tabella 13 - Confronto con i limiti normativi.

La valutazione ha permesso di affermare che, presso tutti i ricettori, il livello di pressione sonora calcolato e misurato rispetta i limiti d'immissione previsti dalla zonizzazione acustica adottata dal comune di Ravenna.

La planimetria seguente mostra l'ubicazione delle sorgenti emmissive (quadrati gialli) e dei ricettori (punti rossi).

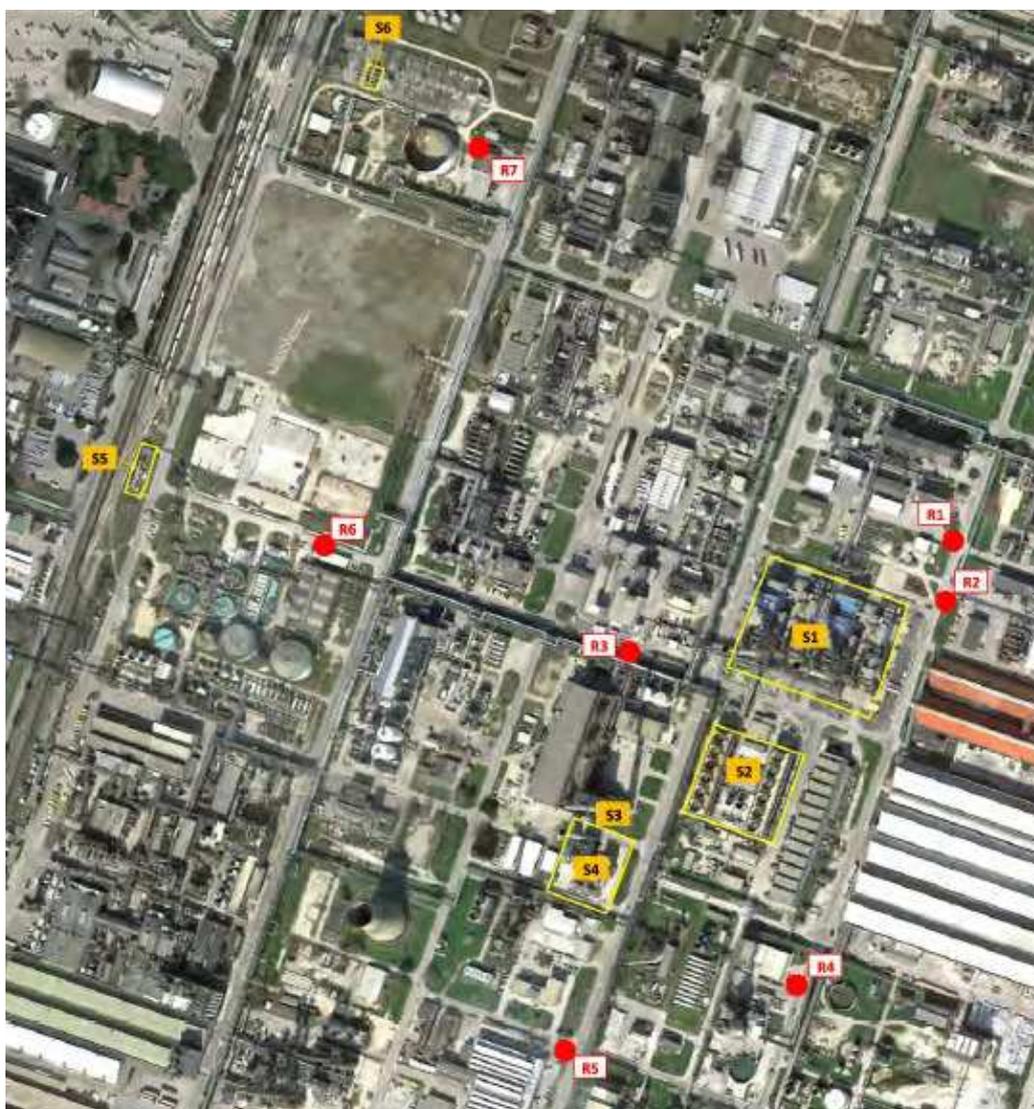


Figura 17 - Ubicazione dei ricettori e delle sorgenti di rumore.



È in fase di programmazione una nuova campagna sull'impatto acustico del sito includendo il nuovo assetto produttivo e inserendo alcune valutazioni sul contributo dei transitori di impianto.

## **Amianto**

Al 31/12/2023 si conferma la non presenza di amianto nelle parti impiantistiche in esercizio di proprietà Enipower. Nel 2023, all'interno delle attività di campionamento della B400 propedeutiche al piano di decommissioning, sono state rinvenute due aree con limitata e confinata presenza di amianto non precedentemente censito. Tali aree sono al momento recintate e non accessibili agli operatori, lo stato di conservazione del manufatto è compatto, solido e non polverulento e quindi non comporta rischi di esposizione.

## DICHIARAZIONE DEL VERIFICATORE AMBIENTALE SULLE ATTIVITA' DI VERIFICA E CONVALIDA

(Allegato VII del REG. 1221/2009)

Il verificatore ambientale CERTIQUALITY S.R.L., numero di registrazione ambientale EMAS IT – V – 0001, accreditato per gli ambiti

01.1/2/3/4/63/64/7 – 03 – 05 – 06 – 07 – 08 – 09 – 10 – 11 – 12 – 13 – 14 – 17 – 18 – 19 – 20 – 21 – 22 – 23 – 24.1/2/3/41/42/43/44/45/5 – 25.1/5/6/99 – 26.11/3/5/8 – 27 – 28.11/22/23/30/49/99 – 29 – 30.1/2/3/9 – 32.5/99 – 33 – 35 – 36 – 37 – 38 – 39 – 41 – 42 – 43 – 46.11/13/14/15/16/17/18/19/2/3/4/5/6/7/9 – 47 – 47.1/2/4/5/6/7/8/9 – 49 – 52 – 55 – 56 – 58 – 59 – 60 – 62 – 63 – 64 – 65 – 66 – 68 – 69 – 70 – 73 – 74.1/9 – 78 – 80 – 81 – 82 – 84.1 – 85 – 90 – 91 – 92 – 93 – 94 – 95 – 96 NACE (rev.2)

dichiara di avere verificato che il sito / i siti / l'intera organizzazione indicata nella dichiarazione ambientale/dichiarazione ambientale aggiornata dell'Organizzazione ENIPOWER S.P.A.

numero di registrazione (se esistente) IT-000483

risponde (rispondono) a tutte le prescrizioni del regolamento (CE) n. 1221/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 novembre 2009, sull'adesione volontaria delle organizzazioni a un sistema comunitario di ecogestione e audit (EMAS) e s.m.i.

Con la presente CERTIQUALITY S.R.L. dichiara che:

- la verifica e la convalida si sono svolte nel pieno rispetto delle prescrizioni del Regolamento (CE) n. 1221/2009 e s.m.i.,
- l'esito della verifica e della convalida conferma che non risultano elementi che attestino l'inosservanza degli obblighi normativi applicabili in materia di ambiente,
- i dati e le informazione contenuti nella dichiarazione ambientale/dichiarazione ambientale aggiornata dell'organizzazione/sito forniscono un'immagine affidabile, credibile e corretta di tutte le attività dell'organizzazione/del sito svolte nel campo d'applicazione indicato nella dichiarazione ambientale.

Il presente documento non è equivalente alla registrazione EMAS. La registrazione EMAS può essere rilasciata unicamente da un organismo competente ai sensi del regolamento (CE) n. 1221/2009. Il presente documento non è utilizzato come comunicazione a sé stante destinata al pubblico.

MILANO, il 06/05/2024

Certiquality Srl



Il Presidente  
Cesare Puccioni

rev.2\_250718