



power

Dichiarazione Ambientale

Enipower

Mantenimento Registrazione



EMAS

**GESTIONE
AMBIENTALE
VERIFICATA
IT-000483**

Dati tecnici aggiornati al 31-12-2022

Indice

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
Sistema di gestione HSE	9
La Politica HSE	10
Analisi del contesto	12
La compliance normativa	12
La sostenibilità ambientale	13
Comunicazione agli stakeholder	14
Le attività di Enipower.....	15
La società e l'assetto organizzativo	15
Localizzazione delle centrali e della sede operativa.....	15
La generazione di energia termoelettrica.....	17
Aspetti ambientali	20
Performance.....	22
Formazione.....	25
Emergenze e incidenti	25
Programma ambientale.....	26

Allegato 1 – Centrale di Bolgiano

Allegato 2 – Centrale di Brindisi

Allegato 3 – Centrale di Ferrera Erbognone

Allegato 4 – Centrale di Ravenna



Introduzione

La presente Dichiarazione Ambientale, redatta in conformità al Regolamento dell'Unione Europea 1221/2009 così come modificato dal Regolamento 2026/2018, presenta le performance ambientali del triennio 2020-2022 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 triennio di registrazione in corso.

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 2022, 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 nell'ambito dei propri obiettivi di miglioramento continuo delle performance aziendali nella gestione degli aspetti ambientali e nello sviluppo sostenibile della propria attività.

Il 2022 è stato un anno particolarmente rilevante per Enipower, impegnata in un'operazione di consolidamento della propria compagine azionaria conclusasi con successo nel luglio 2022 con il perfezionamento dell'accordo per la cessione del 49% di Enipower alla società Regatta Investments Spa, in continuità con la strategia aziendale volta all'implementazione di nuovi progetti per l'efficiamento, la flessibilizzazione e la riduzione dell'impronta carbonica dell'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. In particolare, abbiamo aggiornato l'Analisi del Contesto e l'Analisi di materialità attraverso il coinvolgimento degli stakeholder, unitamente al perseguimento delle 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, in accordo alle modifiche successivamente introdotte dai Regolamenti UE 1505/2017 e 2026/2018, relativamente al triennio 2020-2022 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. 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.

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/attivita/energy-evolution/enipower-ambiente-sostenibilita.html> e presso gli stabilimenti Enipower.

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
- DENIS DANIELE - Responsabile Gestione Industriale e Processi Operations (PRODIGIPO): denis.daniele@enipower.eni.it
- GIUSEPPE GIANNOTTI – Energy Manager Enipower: giuseppe.giannotti@enipower.eni.it

Verificatore Ambientale Accreditato

Certiquality s.r.l.

Via G. Giardino, 4

20123 Milano

numero di accreditamento: **IT-V-0001**

Elenco siti: registrazione integrata multisito

Sito	Indirizzo	Responsabili	Codice di attività
San Donato Milanese	Via Maritano, 26 San Donato Milanese (MI)	Gianfranco Carvelli – Responsabile Salute, Sicurezza, Ambiente e Qualità, (HSEQ) Gianfranco.carvelli@enipower.eni.it Denis Daniele - Responsabile Gestione Industriale e Processi Operations (PROD-GIPO) denis.daniele@enipower.eni.it Giuseppe Giannotti – Energy manager Enipower giuseppe.giannotti@enipower.eni.it	<ul style="list-style-type: none"> - 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
Bolgiano	Via Maritano, 24 San Donato Milanese (MI)	Felice Azzollini (REST) felice.azzollini@enipower.eni.it Valentina Giovannangelo (HSEQ) valentina.giovannangelo@enipower.eni.it	<ul style="list-style-type: none"> - NACE 35.11 Produzione di energia elettrica - NACE 35.30 Fornitura di vapore e aria condizionata
Brindisi	Via Fermi, 4 Brindisi	Flavio Sabatini (REST) flavio.sabatini@enipower.eni.it Dante Caravaglio (HSEQ) dante.caravaglio@enipower.eni.it	<ul style="list-style-type: none"> - 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
Ferrera Erbognone	Strada della Corradina s.n.c. Ferrera Erbognone (PV)	Stefano Salvatore Dicorradò (REST) stefano.dicorrado@enipower.eni.it Alberto Mariconti (HSEQ) alberto.mariconti@enipower.eni.it	<ul style="list-style-type: none"> - NACE 35.11 Produzione di energia elettrica - NACE 35.30 Fornitura di vapore e aria condizionata
Ravenna	Via Baiona, 107 Ravenna	Fabio Cucinella (REST) fabio.cucinella@enipower.eni.it Michele Frabetti(HSEQ) michele.frabetti@enipower.eni.it	<ul style="list-style-type: none"> - NACE 35.11 Produzione di energia elettrica - NACE 35.30 Fornitura di vapore e aria condizionata
Uffici MSD Ferrara	P.zza G. Donegani, 12 Ferrara	Salvatore Zilli (DS) salvatore.zilli@enipower.eni.it Matteo Penazzi (HSEQ) matteo.penazzi@enipower.eni.it	<ul style="list-style-type: none"> - NACE 35.11 Produzione di energia elettrica - NACE 35.30 Fornitura di vapore e aria condizionata

Mission e valori di Eni

Eni è una società integrata dell'energia, presente a livello globale con oltre 32.000 persone che ha l'obiettivo di raggiungere la neutralità carbonica entro il 2050 soddisfacendo le tre dimensioni fondamentali dell'energia: sostenibilità ambientale, sicurezza energetica e accessibilità.

Oltre alla sostenibilità ambientale, l'impegno di Eni per una transizione energetica socialmente equa e giusta prevede azioni concrete per favorire l'accesso ad una energia efficiente e sostenibile per tutti, riducendo le emissioni connesse alle proprie attività e a tutta la filiera dei prodotti energetici venduti, puntando su soluzioni innovative e tecnologiche proprietarie, diversificando le fonti energetiche, e creando al tempo stesso valore condiviso di lungo periodo.

Il modello di business di Eni è volto alla creazione di valore di lungo termine per tutti gli stakeholder attraverso una forte presenza lungo tutta la catena del valore dell'energia. Il fulcro è rappresentato dalla mission aziendale, ispirata all'Agenda 2030 delle Nazioni Unite, le cui fondamenta si sostanziano nell'approccio distintivo, che permea tutte le attività. Eni continua il suo impegno al soddisfacimento dei pilastri essenziali del trilemma energetico, attraverso il conseguimento della sostenibilità ambientale unitamente alla sicurezza energetica e all'accessibilità.

Tali obiettivi fanno leva sulla diversificata presenza geografica e su un diversificato mix delle fonti energetiche, che unitamente ad un portafoglio di nuove tecnologie e al loro sviluppo fast track, consentiranno di creare un mix energetico diversificato per la transizione energetica e per sostenere la sicurezza energetica, proseguendo nella creazione di valore e di opportunità rivoluzionarie, riconoscendo al tempo stesso il ruolo essenziale di partnership e alleanze con gli stakeholder per assicurare un coinvolgimento attivo nella trasformazione del sistema energetico.

Inoltre, per sancire e rafforzare l'impegno sui valori fondamentali e in particolare sul rispetto dei diritti umani, le imprese che collaborano con Eni sono chiamate a sottoscrivere il "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.

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.

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 di vapore.

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).

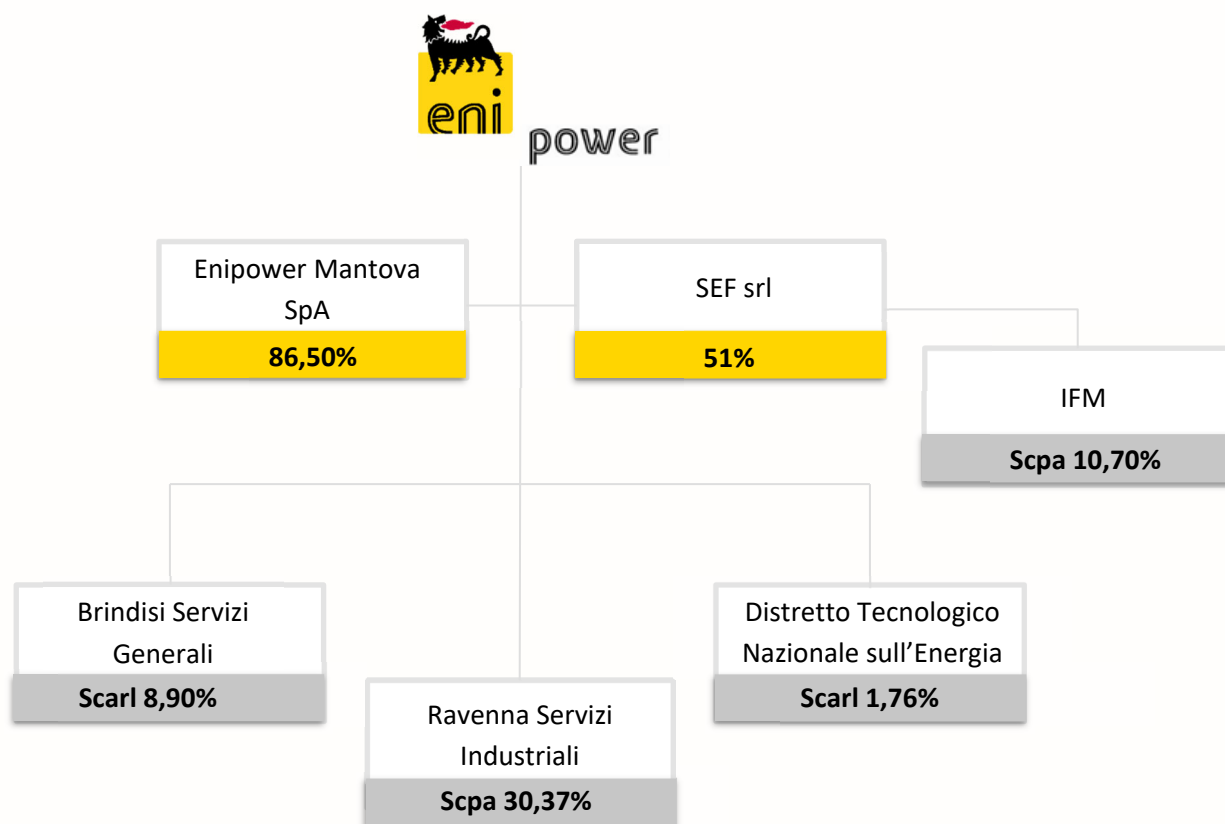


Figura 1 - Assetto societario Enipower

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

Sistema di gestione HSE

Il Sistema di Gestione Integrato Salute, Sicurezza, Ambiente ed Energia (SGI HSE) 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.

Sito	Standard di riferimento	Nr. Certificato - registrazione	Prima emissione	Scadenza
Sede Direzionale	ISO 45001:2018	IT-133433	20/12/2012	08/03/2024
Centrale di Bolgiano	ISO 50001:2018	50080	26/07/2015	24/07/2024
Centrale di Brindisi	ISO 14001:2015	IT-133222	11/07/2012	08/03/2024
Centrale di Ferrera	EMAS Reg. CE 1221/09	IT-000483	26/04/2006	14/05/2024
Erbognone				
Centrale di Ravenna				
Uffici MSD di Ferrara				

Tabella 1 - 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 Incolunità 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'incolunità 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 incolunità 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 e 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

Nel corso del 2022 è stata aggiornata l'Analisi del Contesto Enipower.

L'aggiornamento dell'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.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". 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 2022 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 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, lo studio proseguirà 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 agli stakeholder

Il dialogo con le diverse categorie di stakeholder – in primis istituzioni ed enti, senza tralasciare le comunità dei territori di insediamento dei siti operativi - 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.

Le attività di Enipower

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).

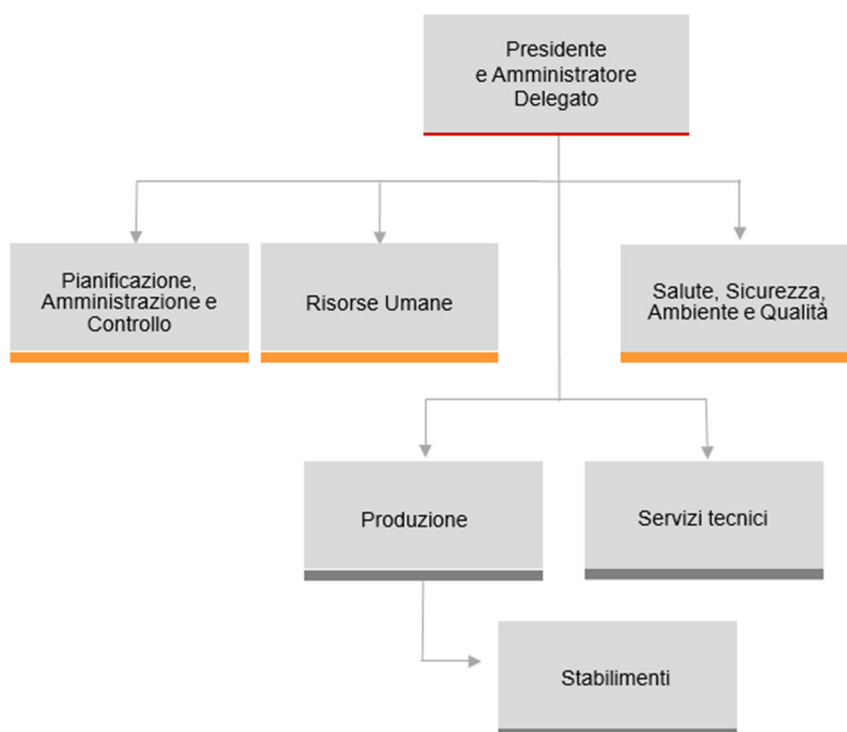


Figura 2: Assetto organizzativo di Enipower

Localizzazione delle centrali e della sede operativa

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:

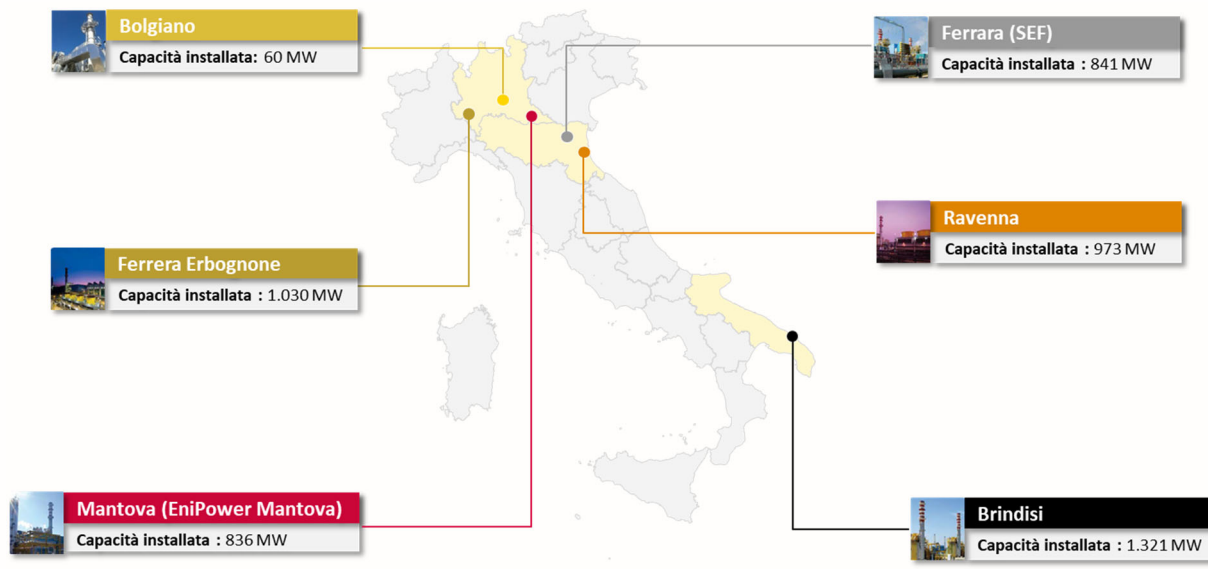


Figura 3 - Localizzazione centrali Enipower in Italia

Di seguito si riporta l’elenco delle centrali Enipower oggetto della presente Dichiarazione Ambientale, con la relativa localizzazione e potenza elettrica installata:

Centrale	Indirizzo	Potenza elettrica installata (MW)
Bolgiano	Via Maritano, 24 San Donato Milanese (MI)	60
Brindisi	Via Fermi, 4 Brindisi	1.321
Ferrera Erbognone	Strada della Corradina s.n.c. Ferrera Erbognone (PV)	1.030
Ravenna	Via Baiona, 107 Ravenna	973

Tabella 2: Centrali Enipower oggetto della presente Dichiarazione Ambientale

La sede legale di Enipower SpA e delle sue società controllate è situata in San Donato Milanese presso Piazza Vanoni 1. La gestione e manutenzione degli uffici è gestita da 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.

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.

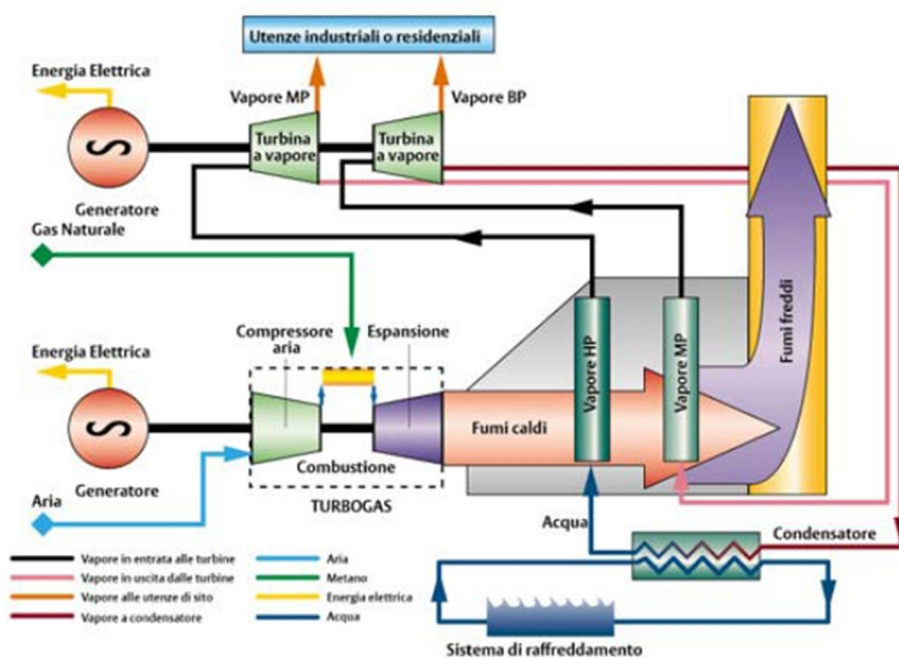


Figura 4: Schema di impianto turbogas in ciclo combinato cogenerativo

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 (NO_x) per unità di energia prodotta. Infatti, la maggior parte degli NO_x prodotti in camera di combustione sono dovuti all’elevata temperatura di fiamma. Onde limitare le emissioni, si adottano combustori Dry Low-NO_x (versione VeLoNOx) che limitano tale temperatura ricorrendo ad una combustione povera di combustibile. I bruciatori a basse emissioni di azoto Dry Low- NO_x 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 NO_x 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 NO_x, si provvede ad alimentare l’aria secondaria (o di diluizione) per raggiungere la combustione completa del combustibile.

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.

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).

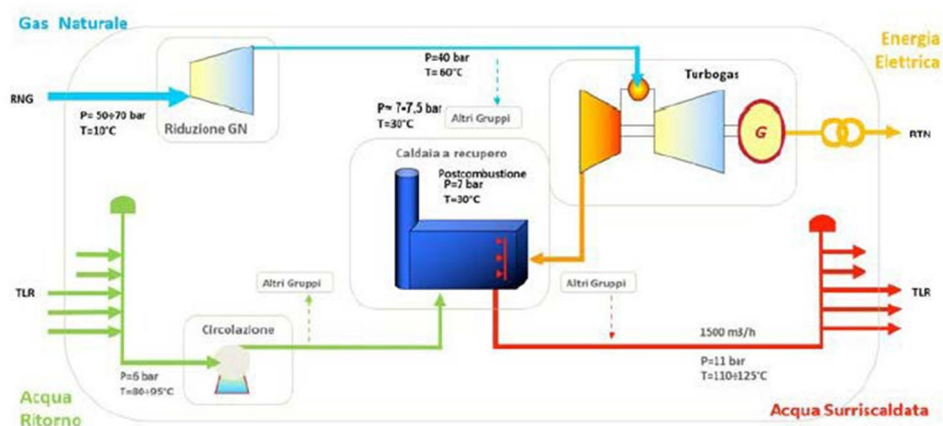


Figura 5: Schema di processo (Stabilimento di Bolgiano)

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:

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

Dichiarazione Ambientale Enipower

- Emissioni puntuali in atmosfera
 - Aumento effetto serra
- 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 centrale di Enipower SpA situata nel comune di San Donato Milanese presso il Centro Ricerche Eni di Bolgiano.

Le attività di Enipower che si svolgono nella sede direzionale consistono essenzialmente in attività di ufficio, quindi principalmente lavoro a videoterminale.

Il servizio di conduzione impianti e manutenzione degli uffici è affidato con un contratto di mandato ad Eniservizi SpA, società del Gruppo Eni, che gestisce gli immobili per Eni e per tutte le società controllate.

Dalla valutazione degli aspetti ambientali della sede Enipower 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 2020-2022 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.

A partire da quest'anno di rendicontazione, 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.	2020	2021	2022
Energia elettrica prodotta dai cicli combinati	MWh	15.809.650	16.296.189	16.269.536
Energia termica prodotta dai cicli combinati (equivalente exergetico)	MWheq	1.115.835	1.057.782	956.474
Energia elettrica prodotta dalla centrale di cogenerazione (Bolgiano)	MWh	223.401	250.063	235.693
Energia termica prodotta dalla centrale di cogenerazione (Bolgiano)	MWht	221.963	246.014	228.211
Consumi	U.M.	2020	2021	2022
Gas naturale (escluso Bolgiano) ¹	TEP	2.629.267	2.779.925	2.573.227
Syngas (Ferrera Erbognone)	TEP	76.101	0	166.493
Gas petrolchimico (Brindisi)	TEP	48.726	24.363	38.127

¹ i fattori di emissione per la centrale di Bolgiano sono riportati all'interno dell'allegato specifico

Dichiarazione Ambientale Enipower

Consumo specifico di combustibili (escluso Bolgiano)	TEP/GWh	155	160	149
Consumo specifico di acqua dolce (escluso Bolgiano)	m ³ /GWh	434	490	393
Vapore acquistato (solo Brindisi)	t	1.202.638	932.356	1.177.001
Emissioni	U.M.	2020	2021	2022
Emissioni di CO ₂ totali (escluso Bolgiano) ¹	tCO ₂	6.590.765	6.531.838	6.773.691
Emissioni di GHG Totali (escluso Bolgiano) ¹	tCO ₂ eq	6.628.998 ²	6.569.117	6.816.691
Fattore di emissione CO ₂ (escluso Bolgiano) ¹	gCO ₂ /kWh _{eq}	389	376	393
Fattore di emissione GHG totali (escluso Bolgiano) ¹	gCO ₂ eq/kWh _{eq}	392 ²	379	396
Emissioni di NO _x (escluso Bolgiano) ¹	tNO ₂	2.072	2.047	2.189
Fattore di emissione NO _x per cicli combinati (escluso Bolgiano) ¹	gNO ₂ /kWh _{eq}	0,122	0,118	0,127
Emissioni di SO ₂ (solo Ferrera Erbognone)	tSO ₂	4,7	0 ³	27
Fattore di emissione SO _x (solo Ferrera Erbognone)	gSO ₂ /kWh _{eq}	0,0009	0	0,0047
Emissioni di CO (escluso Bolgiano) ¹	tCO	455	747	295
Fattore di emissione CO per cicli combinati (escluso Bolgiano) ¹	gCO/kWh _{eq}	0,027	0,043	0,017
Rifiuti	U.M.	2020	2021	2022
Rifiuti smaltiti sul totale dei rifiuti conferiti	%	34%	12%	9%
Rifiuti recuperati sul totale dei rifiuti conferiti	%	66%	88%	91%

² Dato aggiornato rispetto a precedente Dichiarazione Ambientale

³ nel 2021 non è stato fornito Syngas

Dichiarazione Ambientale Enipower

Eventi ambientali significativi	U.M.	2020	2021	2022
Sversamenti	n.	0	0	0
Sanzioni amministrative pagate nell'anno	n.	0	0	0
Iniziative per l'efficienza energetica	U.M.	2020	2021	2022
Risparmio di combustibile derivante da progetti di energy saving ⁴	TEP	15.996	15.320	15.361
Risparmio aggiuntivo di combustibile effettivo misurato nell'anno (ENEA art. 7.8 D.Lgs. 102/2014)	TEP	374	- 677	41

Tabella 3: indicatori di performance (KPI)

⁴ 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. Per il 2022 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.	2020	2021	2022
Totale HSE	ore di formazione erogate	906	3.264	7.090
di cui Ambiente	ore di formazione erogate	92	446	84

Tabella 4: ore di formazione erogate

Emergenze e incidenti

Nel 2022 non si sono verificati emergenze o incidenti all'interno della sede direzionale di San Donato Milanese. 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.

SAN DONATO MILANESE									
Obiettivi raggiunti									
Aspetto ambientale/ Rischio/Opportunità	Priorità	Opportunità	Intervento previsto	Risultato atteso	Stato	Data completamento	Valutazione della performance	Responsabile	Risorse
Campagna di comunicazione interna volta ad un continuo miglioramento della consapevolezza delle persone Eni sui comportamenti virtuosi in ambito ambientale.	Alta	Miglioramento della consapevolezza delle persone Eni sui comportamenti virtuosi in ambito ambientale	Campagna di comunicazione interna "Environmental Golden Rules"	Sensibilizzazione del personale HSE e non HSE, compresi gli appaltatori, sulle tematiche ambientali	Completato	Dicembre 2022	Si tratta di un progetto di diffusione della cultura ambientale, quindi non misurabile in termini di indicatori specifici. Nel caso in esame, ogni sito e la sede Enipower hanno diffuso e pubblicato il materiale informativo ed effettuato incontri dedicati con i dipendenti e i contrattisti.	HSEQ/AMBI	

SAN DONATO MILANESE									
Obiettivi in corso									
Aspetto ambientale/ Rischio/Opportunità	Priorità	Opportunità	Intervento previsto	Risultato atteso	Stato	Data completamento	Valutazione della performance	Responsabile	Risorse
Formazione sulle tematiche ambientali	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 sulle tematiche ambientali	In corso	Dicembre 2023	-	HSEQ/AMBI	

BOLGIANO

Obiettivi raggiunti

Aspetto ambientale/ Rischio/ Opportunità	Priorità	Opportunità	Intervento previsto	Risultato atteso	Stato	Data completamento	Valutazione della performance	Responsabile	Risorse
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 ₂ annue.	COMPLETATO 100% Allacciamento terminato. In attesa del completamento dei lavori da parte del proprietario dell'area per successiva rendicontazione dei benefici.	Dicembre 2021	Sarà possibile far partire la rendicontazione dei risparmi una volta terminati i lavori di costruzione del nuovo centro direzionale Eni.	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 ₂ 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.	Dicembre 2022		SETE	2.300.000 €

BOLGIANO

Obiettivi in corso

Aspetto ambientale/ Rischio/ Opportunità	Priorità	Opportunità	Intervento previsto	Risultato atteso	Stato	Data completamento	Valutazione della performance	Responsabile	Risorse
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 intermittente. Risparmio energetico superiore a 50 MWhe/anno medi	IN CORSO 70% Eseguiti test di verifica a DCS. Da implementare logica di funzionamento.	Posticipato da giugno 2022 a dicembre 2024 per revisione delle priorità di intervento		SETE	10.000 €
Consumo di risorse energetiche	Bassa	Ottimizzazione sistema antighiaccio TG (con controllo igrometrico)	Step 1 - Verifica (con GE) di compatibilità dell'applicazione con la logica di funzionamento della TG e verifica esempi di applicazione su altre macchine GE. Step 2 - Se step 1) ha esito positivo: 2) Acquisto e installazione strumentazione misura umidità. 3) Implementazione sistema di controllo antighiaccio a DCS.	Adozione di nuova curva di regolazione sistema antighiaccio TG per oltre 60 h/anno, che comporterà un incremento dell'efficienza di primo principio TG di circa 0,3%	IN CORSO 30% Step 1 - esito positivo. In attesa piccola ingegneria e predisposizione cavi. Attività rimandata per rivalutazione costi/benefici. Step 2 - Strumento acquistato da GE. Prevista, con nuova società di manutenzione elettro-strumentale assegnataria di contratto, attività di ingegneria e costruzione della curva di valori per controllo anti-icing.	OBIETTIVO ELIMINATO Posticipato da marzo 2022 a giugno 2022 per revisione di alcune priorità di intervento interne. Nel corso del 2022 è venuta meno l'utilità dell'intervento, la quale era stata valutata precedentemente alla messa in funzione dello sprint che rende necessario l'anti-icing a prescindere dai parametri meteo.		SETE	20.000 €
Rifiuti e sottoprodotti	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	IN CORSO 25% Completata la progettazione preliminare dell'intervento.	Dicembre 2024		SETE/HSEQ	400.000 €

BRINDISI

Obiettivi in corso

Aspetto ambientale/ Rischio/ Opportunità	Priorità	Opportunità	Intervento previsto	Risultato atteso	Stato	Data completamento	Valutazione della performance	Responsabile	Risorse
Emissioni puntuali in atmosfera	Media	Riduzione delle emissioni in atmosfera	Realizzazione di un generatore di vapore (B7) che consentirà di flessibilizzare l'utilizzo del CC2 e CC3	Risparmio previsto di 72.840 tep/a pari a 170.000 t/a CO ₂	In corso ingegneria di dettaglio e predisposizione iter autorizzativo	2025 Data di completamento variabile in funzione dell'ottenimento delle autorizzazioni		SETE	30.000.000 €

FERRERA ERBOGNONE

Obiettivi raggiunti

Aspetto ambientale/ Rischio/ Opportunità	Priorità	Opportunità	Intervento previsto	Risultato atteso	Stato	Data completamento	Valutazione della performance	Responsabile	Risorse
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 ₂	COMPLETATO	Dicembre 2022	Nel periodo Gennaio/Aprile 2023 si è registrato un risparmio di 13,5 TEP.	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 ³ /anno	COMPLETATO	Dicembre 2022	Nel periodo Gennaio/Aprile 2023 si è registrato un risparmio di 8.000 m ³ .	HSEQ	60.000 €

FERRERA ERBOGNONE

Obiettivi in corso

Aspetto ambientale/ Rischio/ Opportunità	Priorità	Opportunità	Intervento previsto	Risultato atteso	Stato	Data completamento	Valutazione della performance	Responsabile	Risorse
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 350 tep/anno pari a 817 t/anno di CO ₂	IN CORSO 5%	Posticipato da dicembre 2024 a dicembre 2026 per revisione delle priorità di intervento		SETE	600.000 €
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) ⁵	Risparmio di 1.028 tep/anno	IN CORSO 5%	Dicembre 2023		SETE	4.000.000 €

⁵ Nuovo inserimento rispetto al programma ambientale dell'anno precedente.

RAVENNA

Obiettivi in corso di realizzazione

Aspetto ambientale/ Rischio/ Opportunità	Priorità	Opportunità	Intervento previsto	Risultato atteso	Stato	Data completamento	Valutazione della performance	Responsabile	Risorse
Consumo di materie prime/Emissioni puntuali in atmosfera	Alta	Riduzione delle emissioni di gas climalteranti e degli inquinanti in atmosfera	Nuova caldaia B600	Risparmio previsto di 64.300 tep/anno pari a 150.076 t/anno di CO ₂ Risparmio previsto di 12,7 t/anno di NO _x e CO ⁶ .	IN CORSO 83% Cantiere esecutivo avviato nel mese di giugno 2021.	Posticipato da dicembre 2022 a luglio 2023 a seguito dello slittamento della conclusione dei lavori.		SETE	20.000.000 €
Consumo di materie prime/Emissioni puntuali in atmosfera	Media	Riduzione delle emissioni di gas climalteranti	Ottimizzazione estrazione condensato e reintegro demi CC1-CC2	Risparmio previsto di 600 tep/anno pari a 1.400 t/anno di CO ₂	Da avviare	Dicembre 2025		SETE	1.000.000 €
Consumo di materie prime/Emissioni puntuali in atmosfera	Media	Incremento efficienza di generazione elettrica con conseguente riduzione delle emissioni di gas climalteranti	Upgrade tecnologico palette compressore e turbina durante Major	Risparmio previsto di 1.028 tep/anno pari a 2.400 t/anno di CO ₂	In corso di rivalutazione l'opportunità di eseguire l'intervento	Dicembre 2025		SETE	3.600.000 €

⁶ Ipotesi: portata di fumi caldaia B600 a max capacità produttiva 170.000 Nm³/h e 1.500 h/anno di funzionamento.

RAVENNA

Obiettivi in corso di realizzazione

Aspetto ambientale/ Rischio/ Opportunità	Priorità	Opportunità	Intervento previsto	Risultato atteso	Stato	Data completamento	Valutazione della performance	Responsabile	Risorse
Consumo di risorse idriche	Alta	Risparmio Idrico	Realizzare modifiche impiantistiche allo scopo di recuperare laddove possibile la risorsa acqua. In particolare, i possibili punti sono: <ul style="list-style-type: none"> • serbatoi raccolta spurghi di caldaia • cabinato analisi • flussaggio valvola rompivuoto TV • acqua di sigillo pompe del vuoto 	0,022 Mm ³ /anno	IN CORSO 2% Avviato revisione Ingegneria	Posticipato da dicembre 2022 a dicembre 2024 per revisione delle priorità di intervento dovuto alla necessità di completamento degli interventi impiantistici (caldaia B600 e Peakers)		SETE	Sarà definita con lo sviluppo dell'ingegneria
Consumo di risorse idriche	Alta	Risparmio Idrico	Revamping impianto TAC gestito da RSI	0,4 Mm ³ /anno (quota parte indicativa di cui beneficerà Enipower)	Completata Ingegneria e Tender di Gara. In corso gara d'appalto	Dicembre 2024		REST	12.400.000
Rumore	Bassa	Riduzione Impatto acustico	Pannellatura fonoassorbente stazione riduzione CTE	Riduzione impatto acustico della stazione riduzione vapore di 3 dBA	IN CORSO 80%	Posticipato da dicembre 2022 a dicembre 2023 a seguito dello slittamento della conclusione dei lavori della caldaia B600		SETE	100.000 €



Dichiarazione Ambientale Allegato 1 Centrale di Bolgiano

Mantenimento Registrazione



Dati tecnici aggiornati al 31-12-2022

Indice

Centrale di Bolgiano	3
La società e l'assetto organizzativo	3
Descrizione della centrale	4
Interventi impiantistici	7
Principali accadimenti ambientali	7
Procedimenti ambientali	7
Inquadramento autorizzativo	7
Applicazione delle BAT	8
Gestione degli Stakeholder	9
Produzione	11
Aspetti ambientali caratterizzanti	13
Emissioni in atmosfera	16
Emissioni di macroinquinanti	16
Emissioni gas serra	20
Impiego di risorse naturali ed energetiche	24
Ciclo dell'acqua.....	24
Prelievi idrici	24
Scarichi idrici.....	27
Consumo di combustibili ed efficienza energetica.....	29
Rifiuti	32
Rumore ambientale.....	35
Amianto	39

Centrale di Bolgiano

La società e l'assetto organizzativo

Nello Stabilimento di Bolgiano trovano occupazione 29 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.

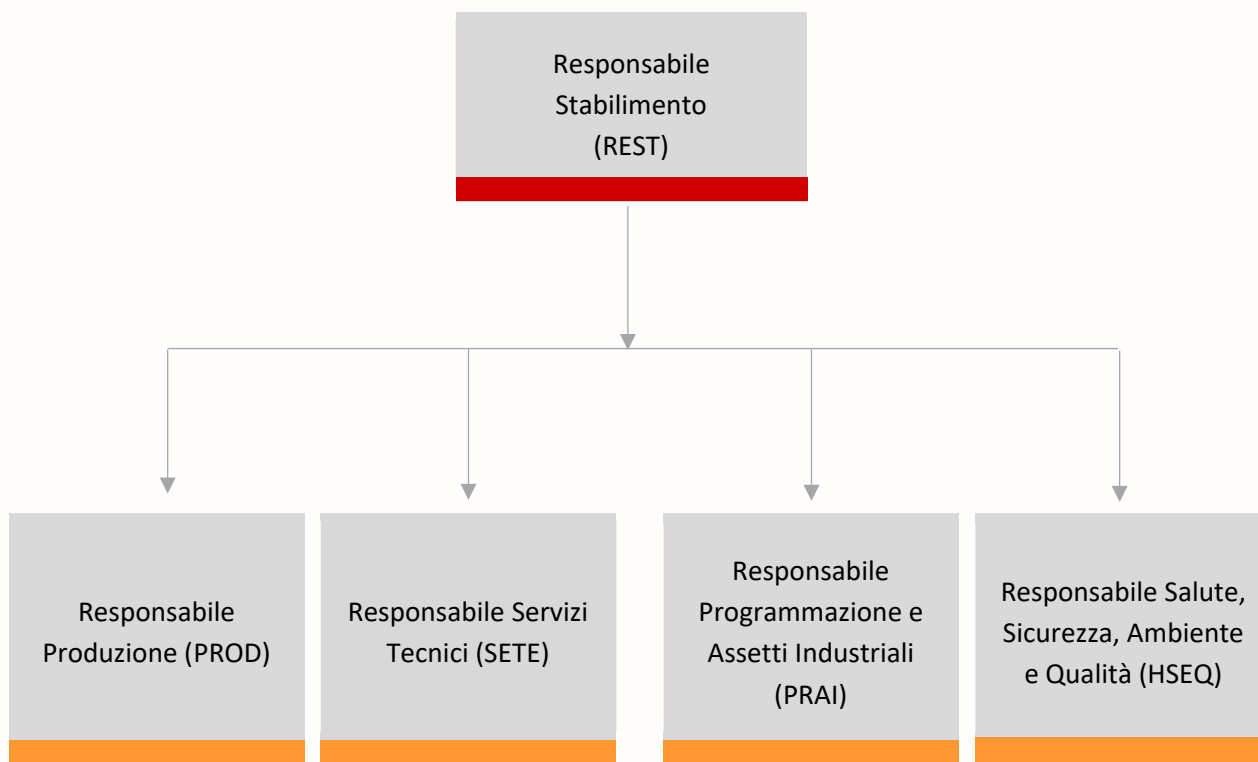


Figura 1 - Assetto organizzativo Enipower Bolgiano

Descrizione della centrale

Lo Stabilimento Enipower di Bolgiano è situato nel Comune di San Donato Milanese (MI), alla periferia del centro abitato.



Figura 2 – Lo stabilimento nel territorio

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

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.

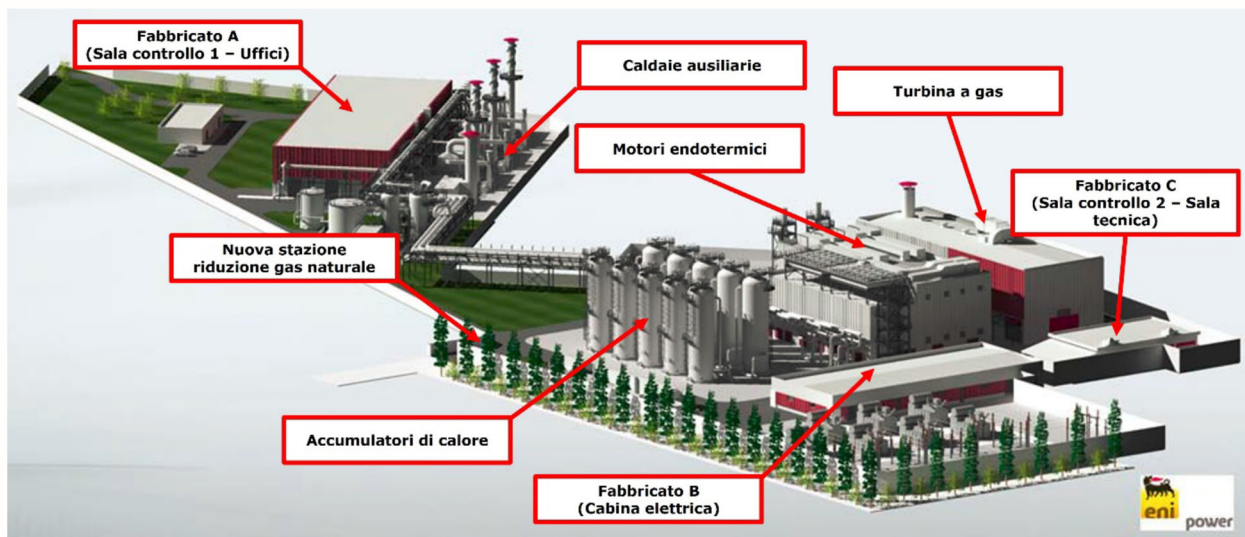


Figura 3: Rappresentazione dello stabilimento

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.

Nella seguente immagine è riportato il flusso di massa ed energia della centrale di Bolgiano dell'anno 2022.

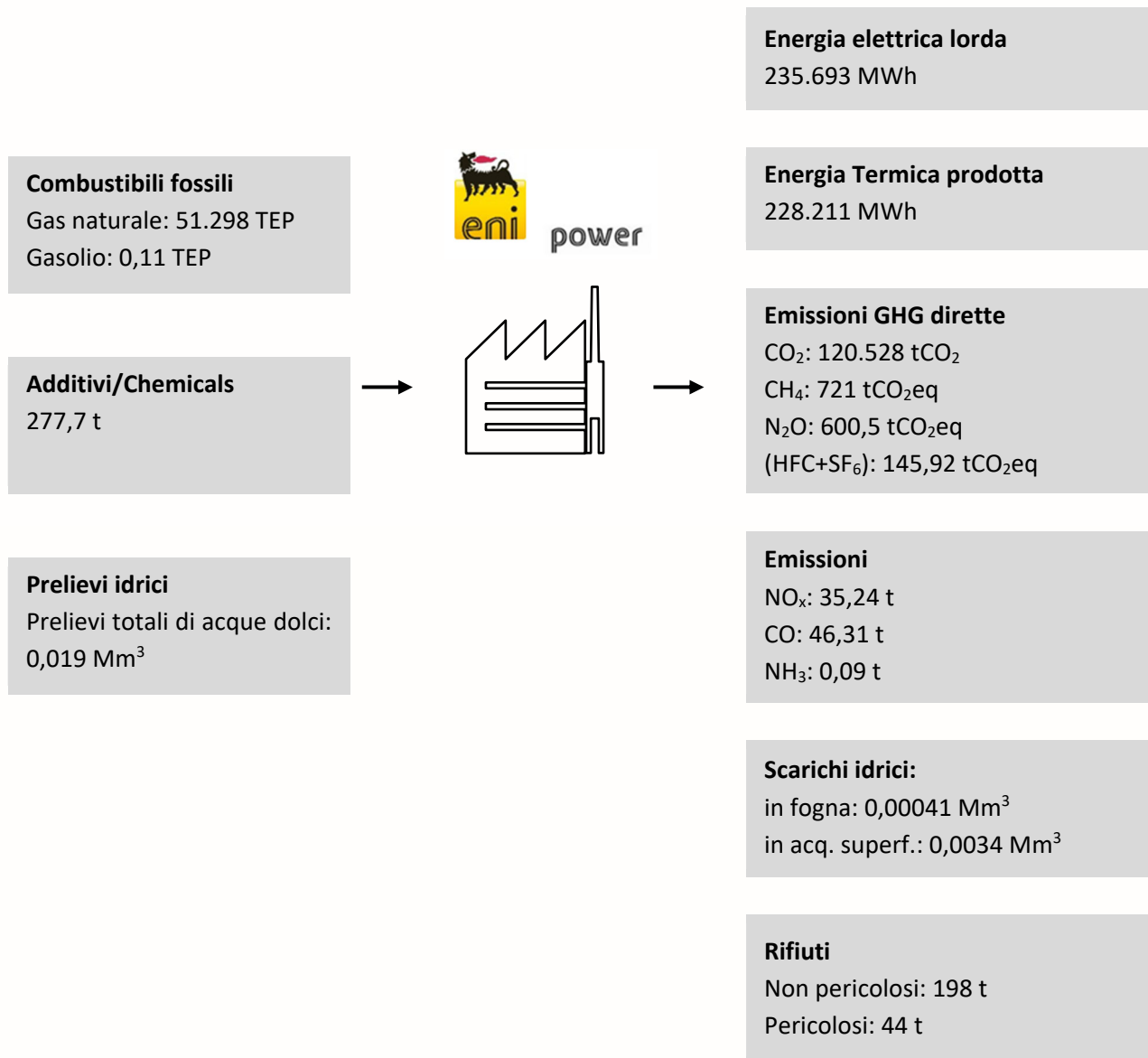


Figura 4 – Flusso di massa ed energia della centrale

Interventi impiantistici

Nel 2022, nel contesto produttivo/operativo e tecnologico sono intervenuti i seguenti cambiamenti:

- Allacciamento alla rete TLR di A2A
- Cessazione della gestione dei pozzi di emungimento acqua di San Donato di proprietà di Eniservizi
- Dismissione di alcune utenze elettriche terze, non Eni

Avvio del cantiere di decommissioning della caldaia B04 e della vasca di neutralizzazione.

Principali accadimenti ambientali

Nel 2022 La centrale di Bolgiano non ha vissuto eventi con dirette ricadute ambientali.

Procedimenti ambientali

Dall'anno 2010 è stato condiviso con gli enti di controllo e subito avviato il piano di rimozione dei Materiali Contenenenti 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.

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 ed integrazioni per l'inizio dell'esercizio delle attività della palazzina uffici (fabbricato A) del 17/04/2019 e del nuovo deposito oli minerali del 26/10/2020.

Nel corso del 2022 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.

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.

Per quanto riguarda gli stakeholder interni, l'unica variazione rispetto all'anno precedente riguarda la società Regatta Investments Spa, che nel corso del 2022 è entrata nell'azionariato di Enipower

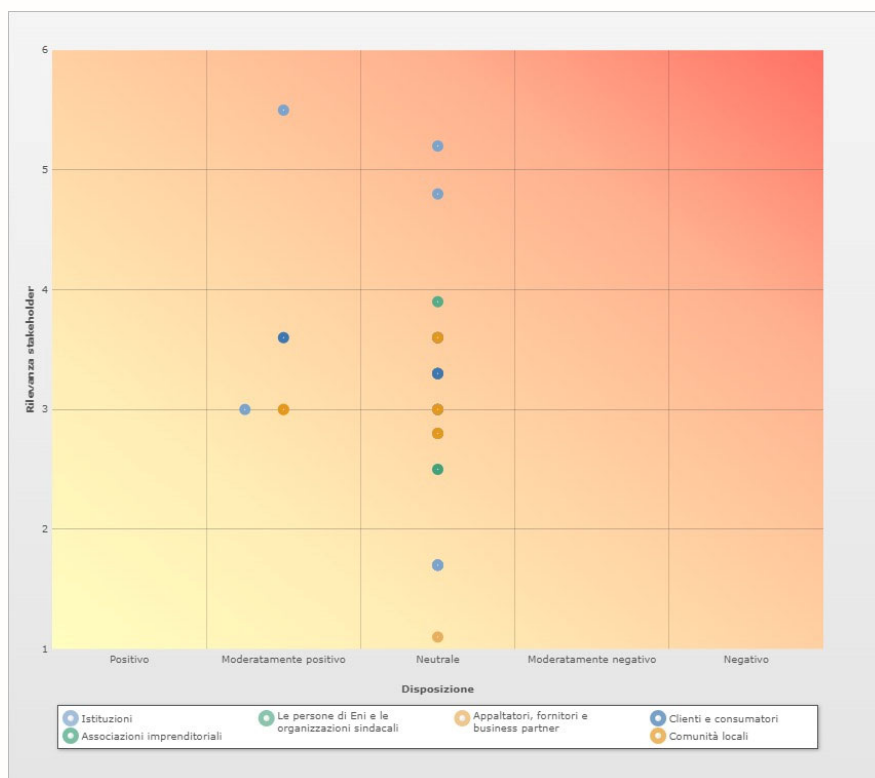


Figura 5 - Output del software SMS

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.

Durante il 2022 si segnala che sono state svolte delle attività legate al coinvolgimento degli stakeholder, tra le quali:

- Incontro con Prefettura di Milano per Riunione di coordinamento delle Forze di Polizia presso la Prefettura di Milano, il 17 novembre 2022 con ordine del giorno "Misure di vigilanza ad obiettivi sensibili";
- Safety Moment, organizzato con la collaborazione di SCC, con le imprese coinvolte nelle attività del cantiere "Allacciamento alla rete TLR Enipower della sottostazione di A2A e straordinaria manutenzione";
- Visita presso lo stabilimento da parte di una classe della scuola Primo Levi di San Donato Milanese.

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

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

Le attività di manutenzione programmata sulle unità di generazione, nel 2022, sono state:

- Revisione generale 48000 H motore 1
- Revisione generale 48000 H motore 2
- Semi Annual Inspection post campagna invernale sulla TG
- Semi Annual Inspection pre campagna invernale sulla TG + ispezione generatore TG

Nel 2022 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 2020-2022.

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 2020-2022, rappresentati nei due grafici successivi.

Indicatore	UdM	2020	2021	2022
Produzione energia elettrica lorda	MWh	223.401	250.062	235.693
Produzione energia elettrica netta	MWh	214.891	241.548	227.584
Produzione energia termica netta	MWh _t	221.963	246.014	228.211
Produzione totale di energia	MWh	445.364	496.076	463.904

Tabella 1 Produzione di energia

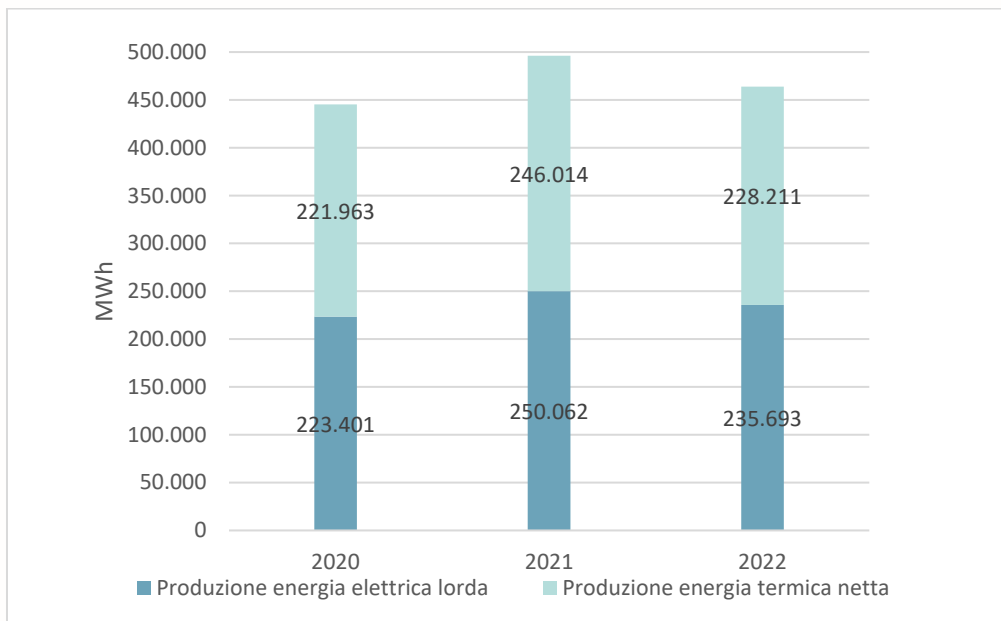


Figura 6 – Produzioni annue di energia elettrica lorda e termica netta

Si osserva un lieve calo della produzione, sia elettrica che termica, nel 2022 rispetto all'anno precedente (circa -6,5%). Tale calo è sostanzialmente motivato dalle condizioni climatiche (in particolare nell'ultimo trimestre 2022 il clima particolarmente mite ha comportato un forte abbassamento della richiesta di energia termica, conseguentemente anche la produzione elettrica è calata).

Per contro, si osserva come nel triennio la quota parte di energia termica cogenerata è costantemente aumentata, fino a superare il 97% nel 2022.

Aspetti ambientali caratterizzanti

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

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
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	basso
Emissioni puntuali in atmosfera	Inquinamento atmosferico	medio
	Aumento effetto Serra	alto
Emissioni in atmosfera fuggitive/diffuse	Inquinamento atmosferico	basso
	Aumento effetto Serra	basso
Rifiuti e sottoprodotti	Inquinamento del suolo/sottosuolo	basso
Effluenti liquidi/scarichi idrici	Inquinamento delle acque e sedimenti	medio

Aspetti	Impatti/rischi	Rischio residuo
Interazioni con suolo e sottosuolo (rilasci nel terreno, uso del suolo, rilasci nel sottosuolo, ecc.)	Inquinamento del suolo/sottosuolo	basso
Rumore e Vibrazioni	Peggioramento del clima acustico	basso
Sostanze contenenti PCB/PCT	Inquinamento del suolo/sottosuolo	N/A
	Inquinamento delle acque	N/A
	Distruzione di flora/fauna, perdita biodiversità	N/A
Odori	Inquinamento odorigeno	basso
Impatto visivo	Inquinamento visivo e paesaggistico	basso
Elettromagnetismo	Inquinamento elettromagnetico	basso
Radioattività	Contaminazione radioattiva	basso
Amianto	Inquinamento atmosferico	basso
	Danni alla salute	basso
Occupazione di suolo	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
Consumo di materie prime / Consumo di risorse energetiche	Riduzione dei consumi energetici della pompa di reintegro serbatoi mediante modifica alla logica di Reintegro TLR	Mediamente significativo	P2
Rifiuti e sottoprodotti	Miglioramento gestione rifiuti mediante nuovo deposito temporaneo	Non significativo	P3
Rifiuti e sottoprodotti	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.

L'uso del suolo si ritiene scarsamente significativo in ragione delle dimensioni ridotte della centrale, rapportate alla sua funzione strategica per il Comune di S. Donato Milanese.

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_x e NH₃** 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_x**, con cui si riporta la quantità massica annua di NO_x emessa. Il dato fa riferimento alle emissioni totali (regime + transitori).
- **Indice di emissione NO_x**, con cui si intende il rapporto tra l'indicatore "Emissioni NO_x" 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).
- **Indice di emissione CO**, con cui si intende il rapporto tra l'indicatore "Emissioni 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.

Dichiarazione Ambientale: Allegato 1 – Bolgiano

Indicatore	Impianto	UdM	2020		2021		2022		VLE mg/Nm ³
			Max media giornaliera	Media annuale	Max media giornaliera	Media annuale	Max media giornaliera	Media annuale	
Emissioni di macroinquinanti: <u>concentrazione di CO e NO_x</u>	M21	mg/Nm ³ NO _x	23,47	19,8	26,06	20,1	26,04	22,3	30 giornalieri 30 annuali
	M21	mg/Nm ³ CO	40,08	32,3	38,69	32,5	42,36	29,6	50 giornalieri 45 annuali
	M22	mg/Nm ³ NO _x	19,50	14	21,84	15,2	20,83	16,4	30 giornalieri 28 annuali
	M22	mg/Nm ³ CO	33,98	13,1	34,34	18,3	35,48	23,3	40 giornalieri 40 annuali
	M23	mg/Nm ³ NO _x	17,00	13	19,50	15,7	21,90	17,4	30 giornalieri 28 annuali
	M23	mg/Nm ³ CO	30,58	13,2	35,82	19,2	36,28	19,9	40 giornalieri 40 annuali
	M24	mg/Nm ³ NO _x	73,88	64,4	72,19	68,2	70,77	63	100 giornalieri 100 annuali
	M24	mg/Nm ³ CO	10,34	5,5	8,76	5,4	13,31	6,6	100 giornalieri 40 annuali
	M25	mg/Nm ³ NO _x	67,16	61,1	67,91	61,2	64,71	60,9	100 giornalieri 100 annuali
	M25	mg/Nm ³ CO	13,87	5,2	5,03	2,7	5,83	3,6	100 giornalieri 40 annuali

Indicatore	Impianto	UdM	2020		2021		2022		VLE mg/Nm ³
			Max media giornaliera	Media annuale	Max media giornaliera	Media annuale	Max media giornaliera	Media annuale	
	M26	mg/Nm ³ NO _x	71,10	62,9	76,49	60,5	72,92	63,2	100 giornalieri 100 annuali
	M26	mg/Nm ³ CO	13,21	8	8,45	4,8	11,24	3,9	100 giornalieri 40 annuali
Emissioni di macroinquinanti: <u>concentrazione</u> di NH ₃	M22	mg/Nm ³ NH ₃	0,70	n.a.	0,84	n.a.	0,78	n.a.	2 giornalieri
	M23	mg/Nm ³ NH ₃	0,57	n.a.	0,66	n.a.	0,35	n.a.	2 giornalieri

Tabella 4 Max Medie giornaliere e medie annuali delle concentrazioni dei macroinquinanti in CC1 e CC2

Di seguito si riportano si riportano gli andamenti massici delle emissioni di CO e NO_x.

Indicatore	UdM	2020	2021	2022
Quantità di NO _x	t/anno	28,07	34,93	35,24
Quantità di CO	t/anno	38,75	49,79	46,31
Quantità di NH ₃	t/anno	0,18	0,15	0,09
Indice emissione NO _x	g/kWh	0,063	0,070	0,076
Indice emissione CO	g/kWh	0,087	0,100	0,100

Tabella 5 Emissioni massiche dei macroinquinanti e indici di emissione

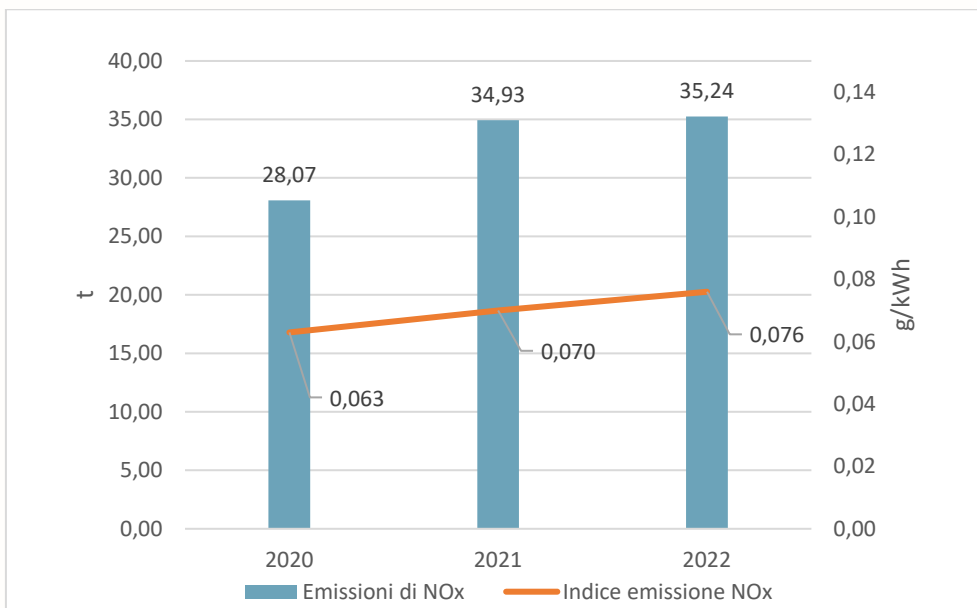


Figura 7 – Emissioni in atmosfera di NO_x: quantità e indice di emissione

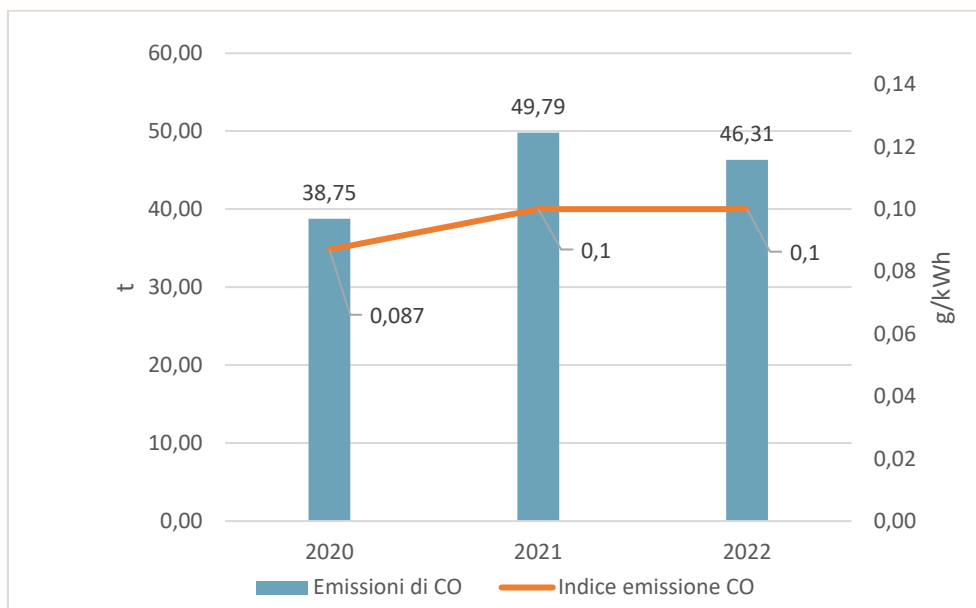


Figura 8 – Emissioni in atmosfera di CO: quantità e indice di emissione

Le emissioni di NO_x sono pressoché invariate rispetto al 2021; il lieve incremento è dovuto al diverso assetto produttivo delle macchine.

L'andamento delle emissioni di CO segue invece la produzione complessiva di energia termica ed elettrica, come si può evincere anche dall'indice di emissione specifico che è rimasto sostanzialmente invariato rispetto all'anno precedente.

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 CO₂ ai sensi della Direttiva 2003/87/CE, la centrale di Bolgiano nel 2022 ha ottenuto, nei tempi previsti, la certificazione delle emissioni dell'anno precedente da parte dell'ente esterno di verifica.

Per il 2022 le emissioni di CO₂ certificate sono state 120.528 tonnellate.

Nel corso dell'anno 2022 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ e CO₂ equivalente da CH₄, N₂O e gas fluorurati.
- **Emissioni di CO₂**, con cui si indica il quantitativo annuo di emissione totale di CO₂, ottenuto dalla somma della CO₂ certificata (ETS) e quella dovuta alla mobility (ove conteggiata).
- **Emissioni di CH₄**, con cui si indica il quantitativo annuo di emissioni totali di CH₄, espresse in tCO₂eq/anno, e dovute a combustione e processo, fuggitive e venting.
- **Emissioni di N₂O**, con cui si indica il quantitativo annuo di emissioni totali di N₂O, espresse in tCO₂eq/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 CO₂.
- **Emissioni di HFC**, con cui si indicano le emissioni di idrofluorocarburi.
- **Emissioni di SF₆**, con cui si indicano le emissioni di esafluoruro di zolfo.
- **Indice di emissione CO₂**, con cui si indica il rapporto tra l'indicatore "Emissioni CO₂" e l'indicatore "Produzione totale di energia".
- **Indice di emissione GHG**, con cui si indica il rapporto tra "Emissioni GHG totali" e l'indicatore "Produzione totale di energia".

Dichiarazione Ambientale: Allegato 1 – Bolgiano

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

Indicatore		UdM	2020	2021	2022
Emissioni GHG totali		tCO ₂ eq/anno	116.336	129.632	121.995
Emissioni CO ₂		t/anno	114.841	128.410	120.528
Emissioni CH ₄	Totali	tCO ₂ eq/anno	881	572	721
	Da combustione e processo	tCH ₄ /anno	2,203	2,448	2,262
	Fuggitive	tCH ₄ /anno	0,330	0,382	0,575
	Venting	tCH ₄ /anno	32,7	20,1	26,0
Emissioni N ₂ O		tCO ₂ eq/anno	584,1	649,8	600,5
		tN ₂ O/anno	1,96	2,18	2,02
Totale fluorurati		tCO ₂ eq	29,39	0	145,92
HFC		kg	7*	0	0
SF ₆		kg	0,9*	0	6,4

*dato corretto rispetto a quanto comunicato nella scorsa dichiarazione ambientale poiché erano state erroneamente riportate le tCO₂eq

Tabella 6 - Emissioni gas serra

Nel complesso, il peso della CO₂ equivalente di derivazione dalle 4 sostanze a effetto serra sopra citate, risulta esiguo rispetto alla CO₂ prodotta dalla combustione del gas naturale per la produzione di energia elettrica. Infatti, si hanno 121.995 t di CO₂ equivalente totale contro 120.528 t di CO₂ da combustione e processo.

Indicatore	UdM	2020	2021	2022
Indice emissione CO ₂	gCO ₂ /kWh	258	259	260
Indice emissione GHG	gCO ₂ /kWh	261	261	263

Tabella 7 - Indici di emissioni CO₂ e GHG

Nel grafico sottostante è riportata la variazione dell'indice emissivo di CO₂ e GHG, rapportati alla produzione di totale di energia nel triennio di riferimento.

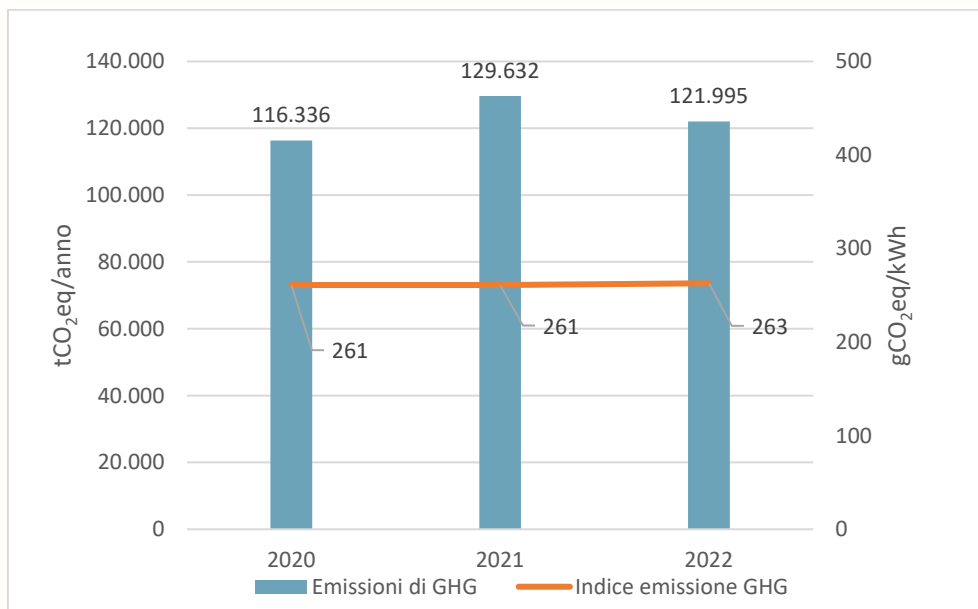


Figura 9 - Emissioni in atmosfera di GHG totali: quantità e indice di emissione

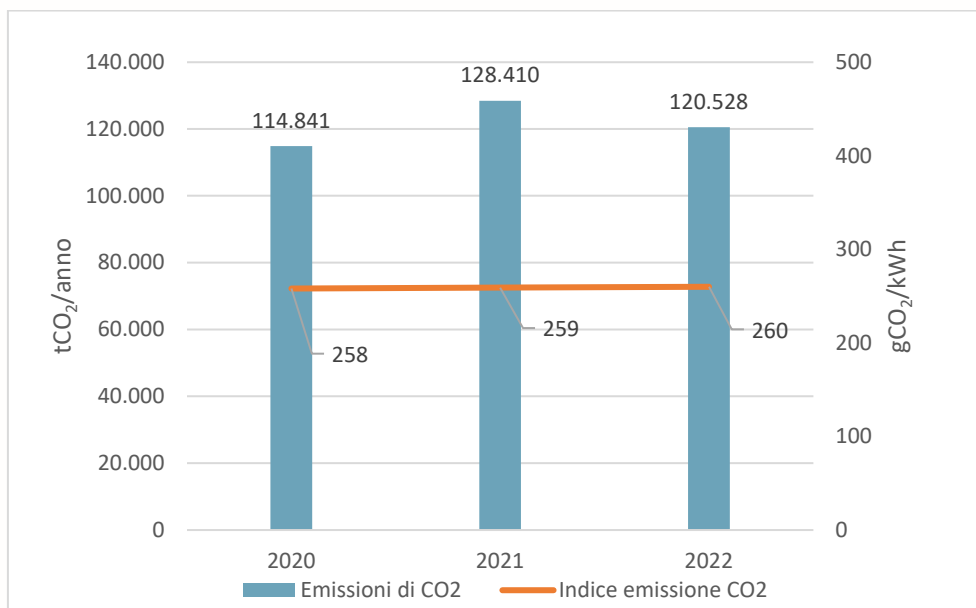


Figura 10 - Emissioni in atmosfera di CO₂: quantità e indice di emissione

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 S1P.

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
- **Indice di consumo idrico:** indica il rapporto tra l'indicatore "Totale acqua dolce prelevata" e l'indicatore "Produzione totale di energia"

Indicatore	UdM	2020	2021	2022
Totale Acqua dolce prelevata	Mm ³	0,012	0,014	0,019
Acqua dolce prelevata da acquedotto o cisterna	Mm ³	0,00050	0,00093	0,00067
Acqua dolce prelevata da acque sottosuolo	Mm ³	0,012	0,013	0,019
Acqua demineralizzata prodotta	Mm ³	0,00554	0,00690	0,01050
Indice di consumo idrico	m ³ /MWh	0,027	0,028	0,041

Tabella 8 - Volumi di acqua prelevata e indice di consumo

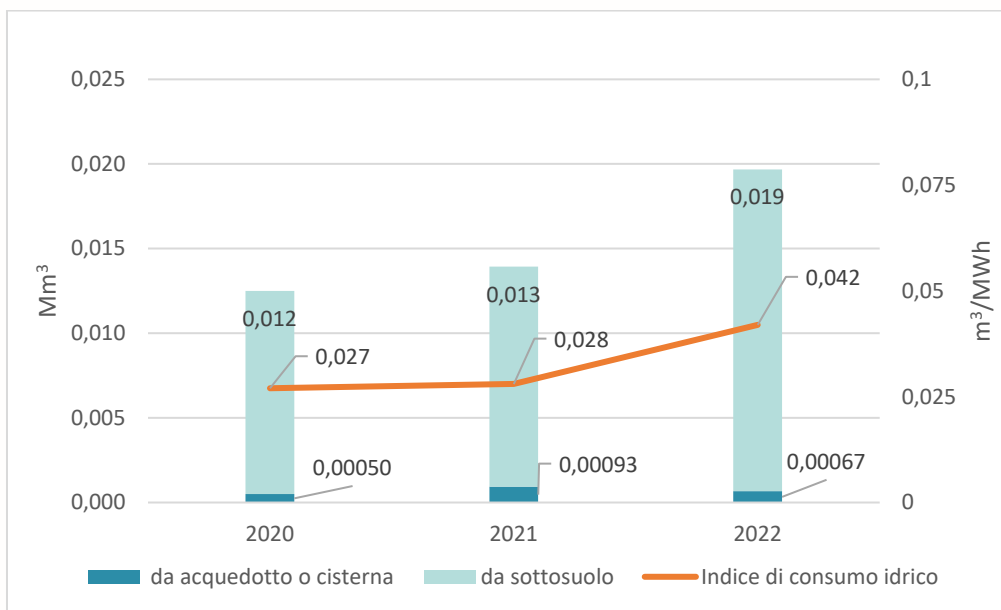


Figura 11 – Prelievi idrici di acqua dolce

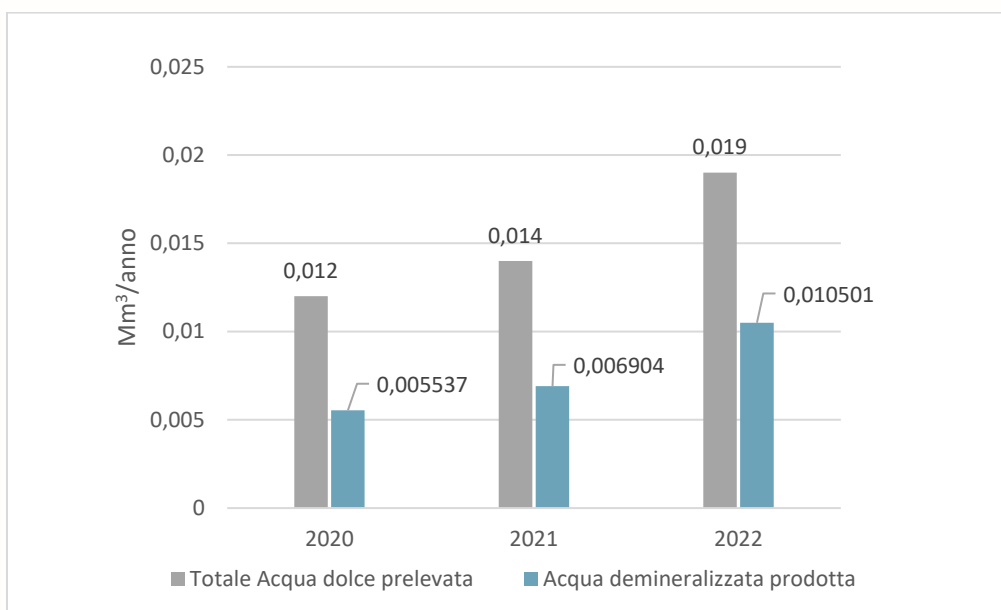


Figura 12: Prelievi idrici totali e produzione acqua demineralizzata

I prelievi di acqua non potabile sono aumentati nel 2022 in accordo all'aumento della produzione di acqua demineralizzata, dovuta ad una maggiore necessità di reintegro della rete TLR e all'utilizzo del sistema sprint della turbina.

I prelievi di acqua potabile sono invece legati agli utilizzi per scopo sanitario e quindi non correlati al ciclo produttivo.

Scarichi idrici

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

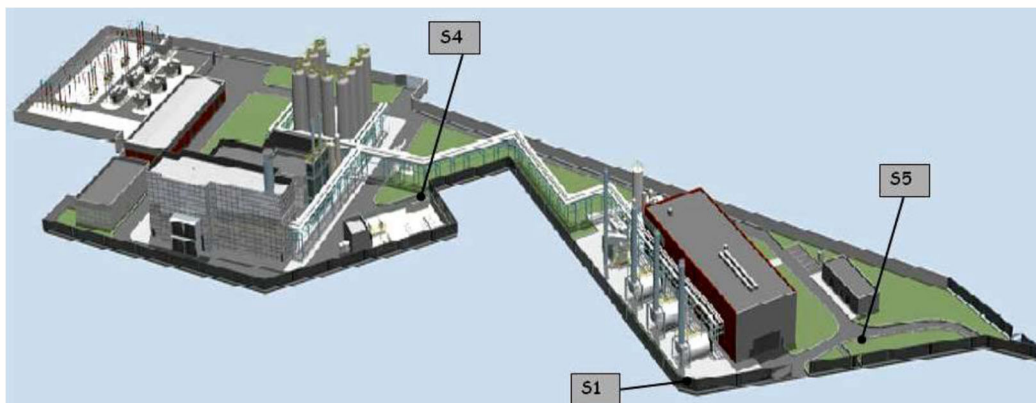


Figura 13: Scarichi idrici di stabilimento

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	2020	2021	2022
Acqua dolci scaricate in fogna	Mm ³	0,00035	0,00064	0,00041
Acque dolci scaricate in acque superficiali	Mm ³	0,0051	0,0043	0,0034

Tabella 9 - Scarichi idrici

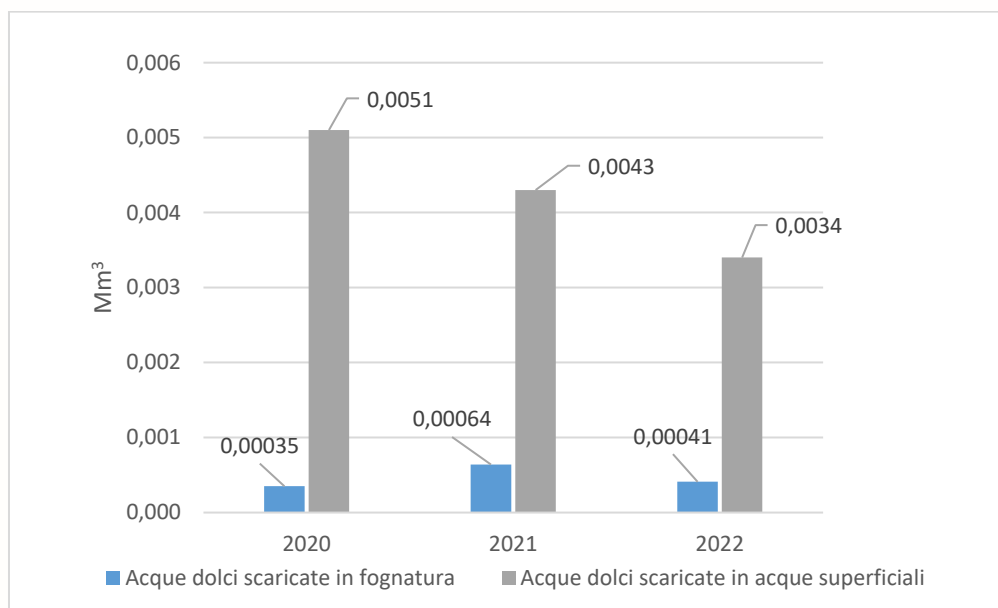


Figura 14 – Scarichi idrici

Si registra una sensibile diminuzione dello scarico in acque superficiali (acque di processo e acque meteoriche), dovuto alla minor piovosità registrata nell'anno.

Consumo di combustibili ed efficienza energetica

Lo stabilimento di Bolgiano nel giugno 2022 ha mantenuto la conformità alla UNI EN ISO 50001:2018 da parte dell'ente certificatore.

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.
- **Indice 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 1° 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	2020	2021	2022
Consumo combustibili: Gas naturale	TEP	49.164	54.889	51.298
Consumo di combustibili: Gasolio	TEP	0,16	0,32	0,11
Indice di consumo combustibile	TEP/MWh	0,11	0,11	0,11
Fuel utilization	% TG	84,7	85	84,5
	% M21	70,7	70,1	69,8
	% M22	70,8	70,0	70,6
Performance cogenerazione	%	91,3	93,2	97,2

Tabella 10 - Consumo di combustibili

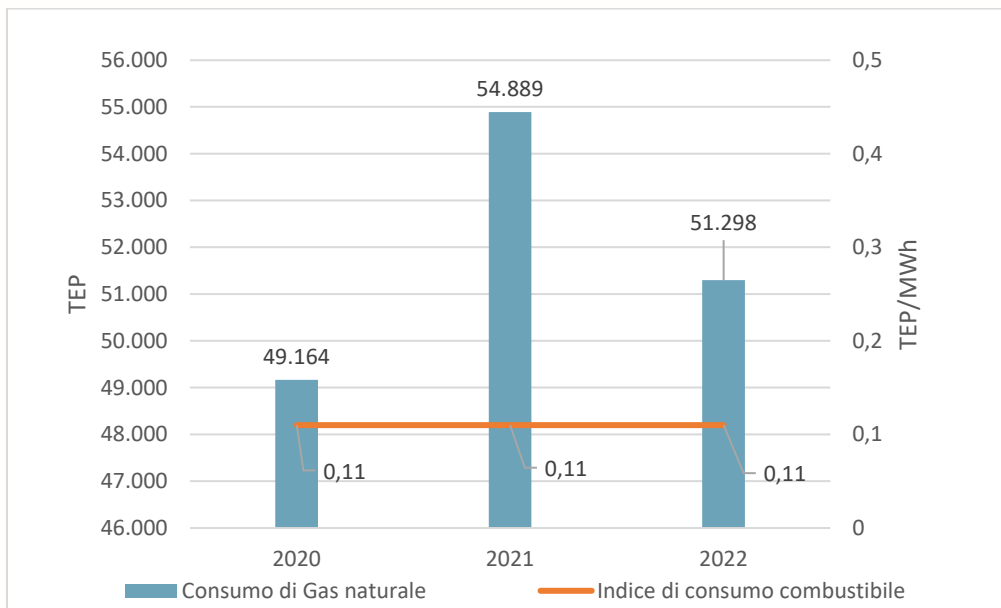


Figura 15 - Consumo di gas naturale

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.

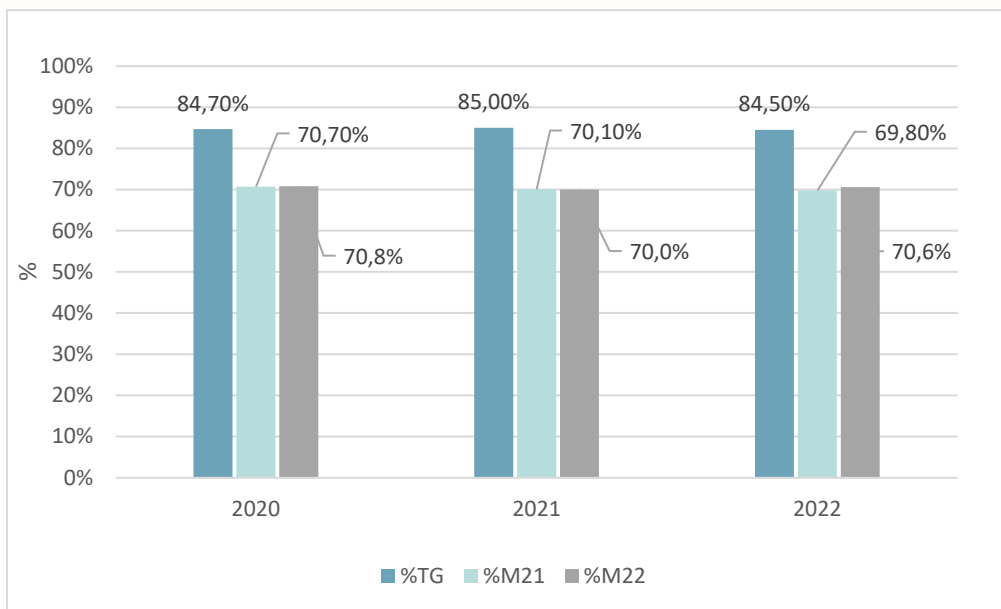


Figura 16 – Fuel utilization

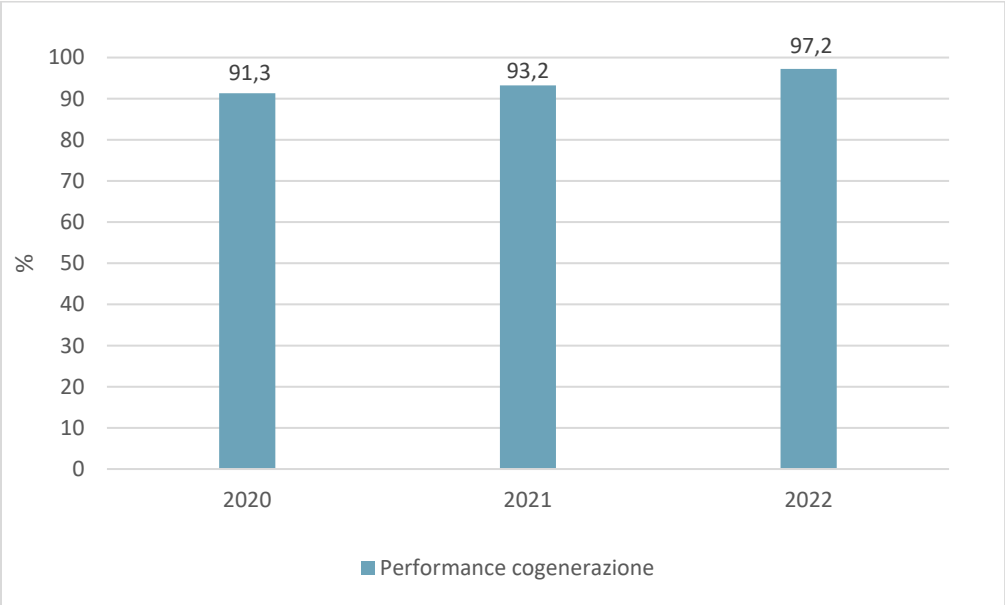


Figura 17 – Performance cogenerazione

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	2020	2021	2022
Rifiuti pericolosi prodotti	t	46	22	44
Rifiuti non pericolosi prodotti	t	71	62	198
Rifiuti recuperati	%	42	27	28
Rifiuti smaltiti	%	58	73	72

Tabella 11 - Rifiuti

Nelle figure seguente 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.

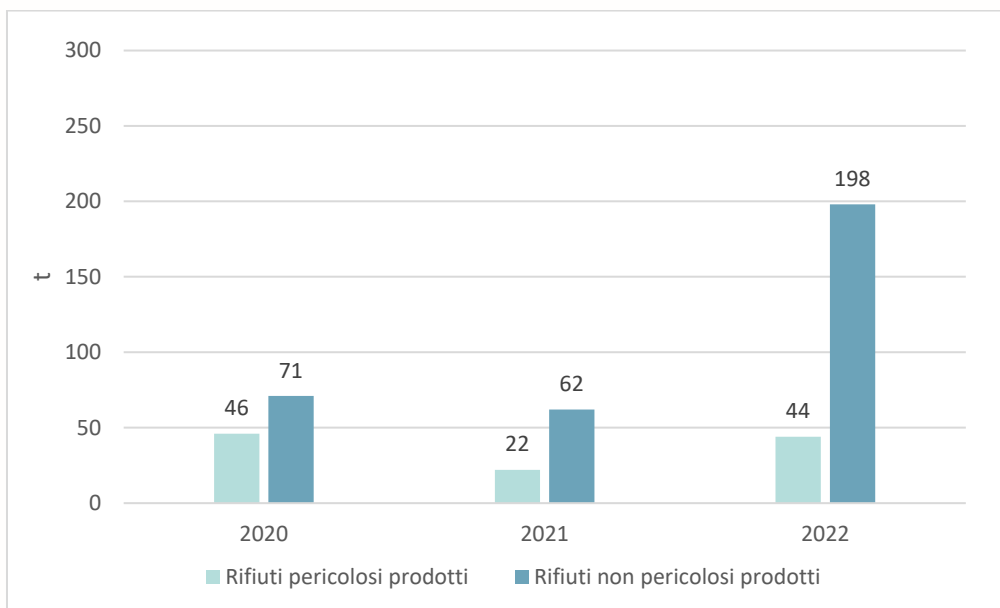


Figura 18 – Produzione rifiuti, differenziati tra pericolosi e non pericolosi

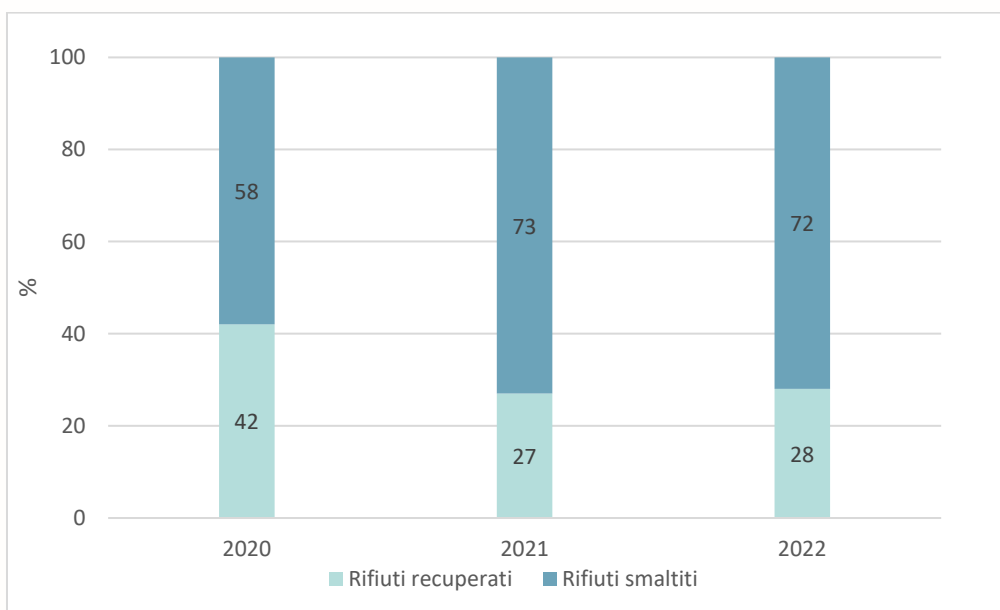


Figura 19 – Modalità di gestione dei rifiuti

Nel 2022, rispetto agli anni precedenti, si segnala un aumento considerevole della produzione di rifiuti, in particolare per le attività di decommissioning (caldaia B04 e vasca di neutralizzazione) avviate nel 2022, per lo smantellamento di apparecchiature elettriche fuori uso (con il relativo contenuto di oli) e per la sostituzione del banco batterie dell'UPS-A1.

Relativamente ai rifiuti da attività produttive, prodotti ordinariamente (con esclusione, quindi, dei rifiuti da bonifica/demolizioni), la percentuale di rifiuti recuperati nel 2022 (44% circa) è in aumento rispetto al trend degli ultimi anni, grazie al recupero delle apparecchiature elettriche fuori uso, soggette ad operazioni preliminari di decontaminazione, al recupero delle batterie al piombo e ad una nuova filiera di smaltimento per l'acqua mista ad olio.

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 2022 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)
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

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
P1 (II)	58,5 (45,0)	53,0 (41,5)	55	45	SI*	SI*
P2 (IV)	60,5 (53,0)	54,5 (45,0)	65	55	SI	SI
P3 (III)	55,5 (45,0)	49,5 (44,0)	60	50	SI	SI
P4 (III)	62,0 (51,5)	56,0 (42,0)	60	50	SI*	SI*
P5 (IV)	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

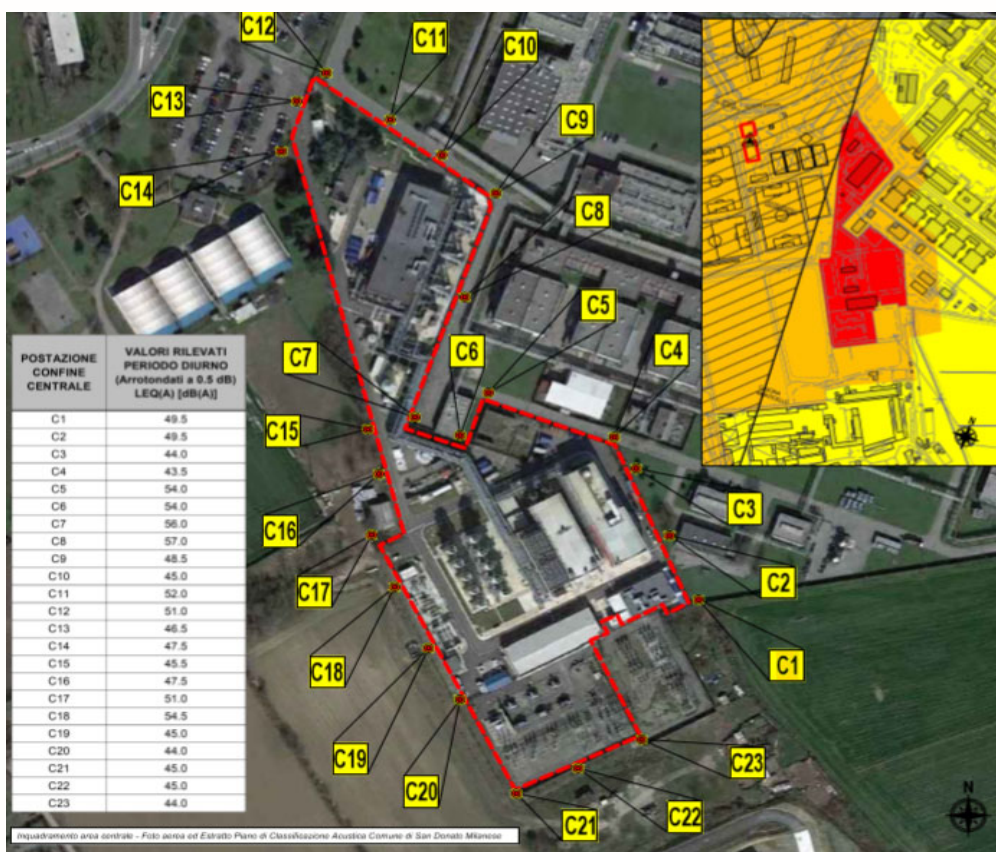


Figura 20 - Posizione delle postazioni a confine della centrale

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 21: 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.

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

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

Indicatore	UdM	2020	2021	2022
Amianto	kg	8.380	8.380	8.380

Tabella 14 – Quantità di amianto presente in stabiliment



Dichiarazione Ambientale
Allegato 2
Centrale di Brindisi
Mantenimento Registrazione



Dati tecnici aggiornati al 31-12-2022

Indice

Centrale di Brindisi	3
La società e l'assetto organizzativo	3
Descrizione della centrale	4
Interventi impiantistici	8
Principali accadimenti ambientali	8
Procedimenti ambientali	8
Inquadramento autorizzativo	9
Applicazione delle BAT	9
Gestione degli Stakeholder	9
Produzione	12
Aspetti ambientali caratterizzanti	14
Emissioni in atmosfera	17
Emissioni di macroinquinanti	17
Emissioni gas serra	21
Impiego di risorse naturali ed energetiche	24
Ciclo dell'acqua	24
Prelievi idrici	24
Acqua demineralizzata	26
Scarichi idrici	26
Consumo di combustibili ed efficienza energetica	29
Rifiuti	32
Rumore ambientale	34
Amianto	36

Centrale di Brindisi

La società e l'assetto organizzativo

Nello Stabilimento di Brindisi trovano occupazione 100 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.

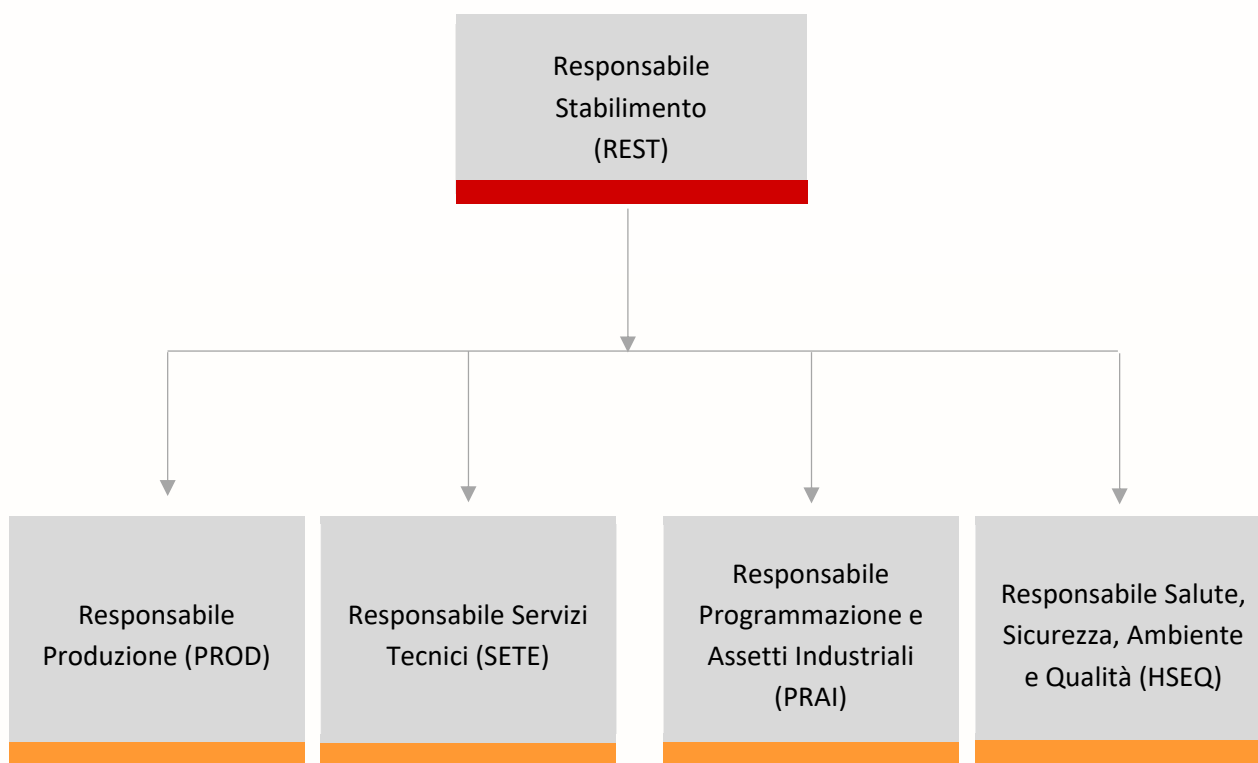


Figura 1 - Assetto organizzativo Enipower Bolgiano

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. 3 cicli combinati CC1, CC2 e CC3.

Impianti di produzione acqua demineralizzata

Si compone delle seguenti unità:

- Impianto a membrane ad osmosi inversa e finissaggio ad elettrodeionizzazione alimentato ad acqua di mare;
- Impianto ad osmosi inversa alimentato ad acqua dolce;
- Impianto di dissalazione termica alimentato ad acqua di mare;
- Impianto di trattamento delle condense recuperate.

In Figura 3 si riporta uno schema semplificato del processo produttivo cogenerativo ad alto rendimento e basso impatto ambientale.

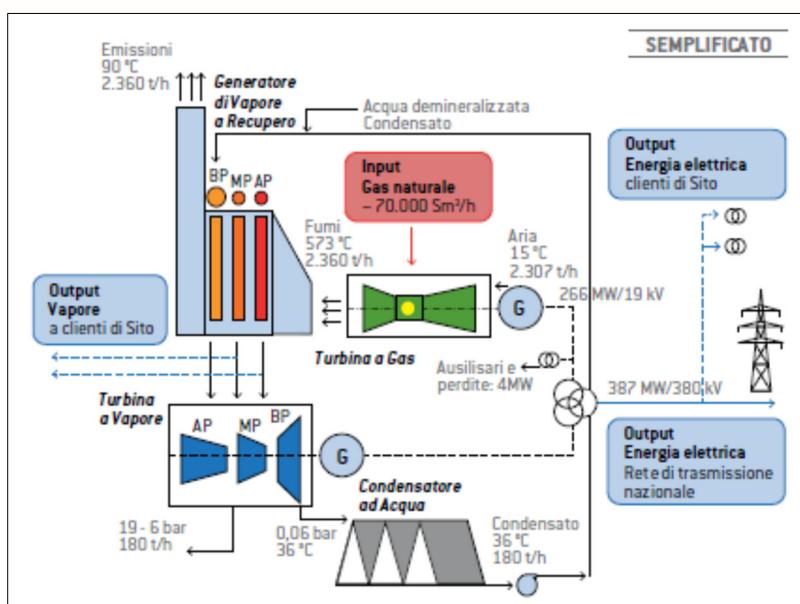
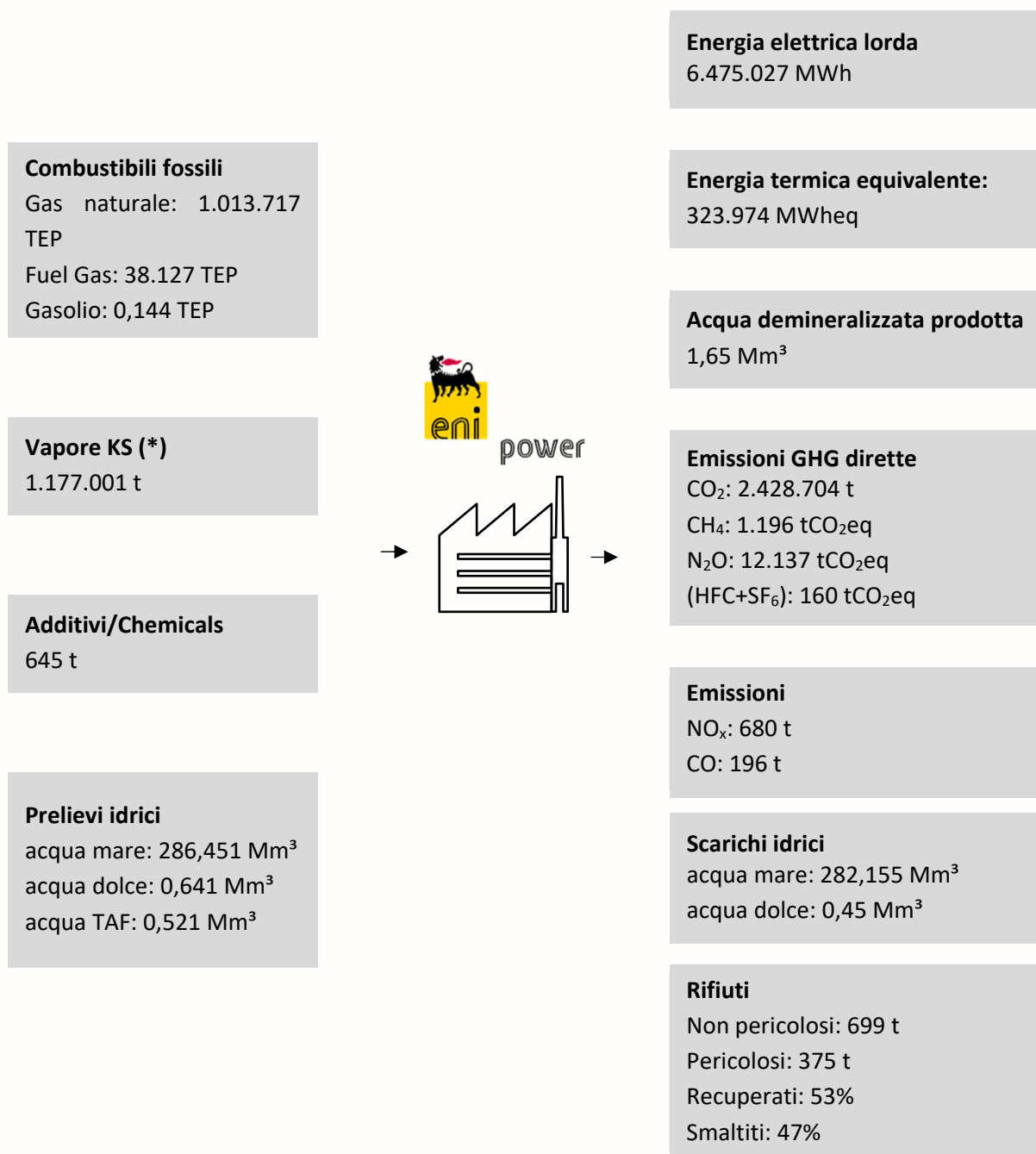


Figura 3 – Schema semplificato del processo produttivo cogenerativo

Nella seguente immagine è riportato il flusso di massa ed energia della centrale di Brindisi dell'anno 2022.



(*) 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

Figura 4 – Flusso di massa ed energia della centrale.

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.

Perimetrazione del sito di interesse nazionale

«BRINDISI»

Scala 1:100.000

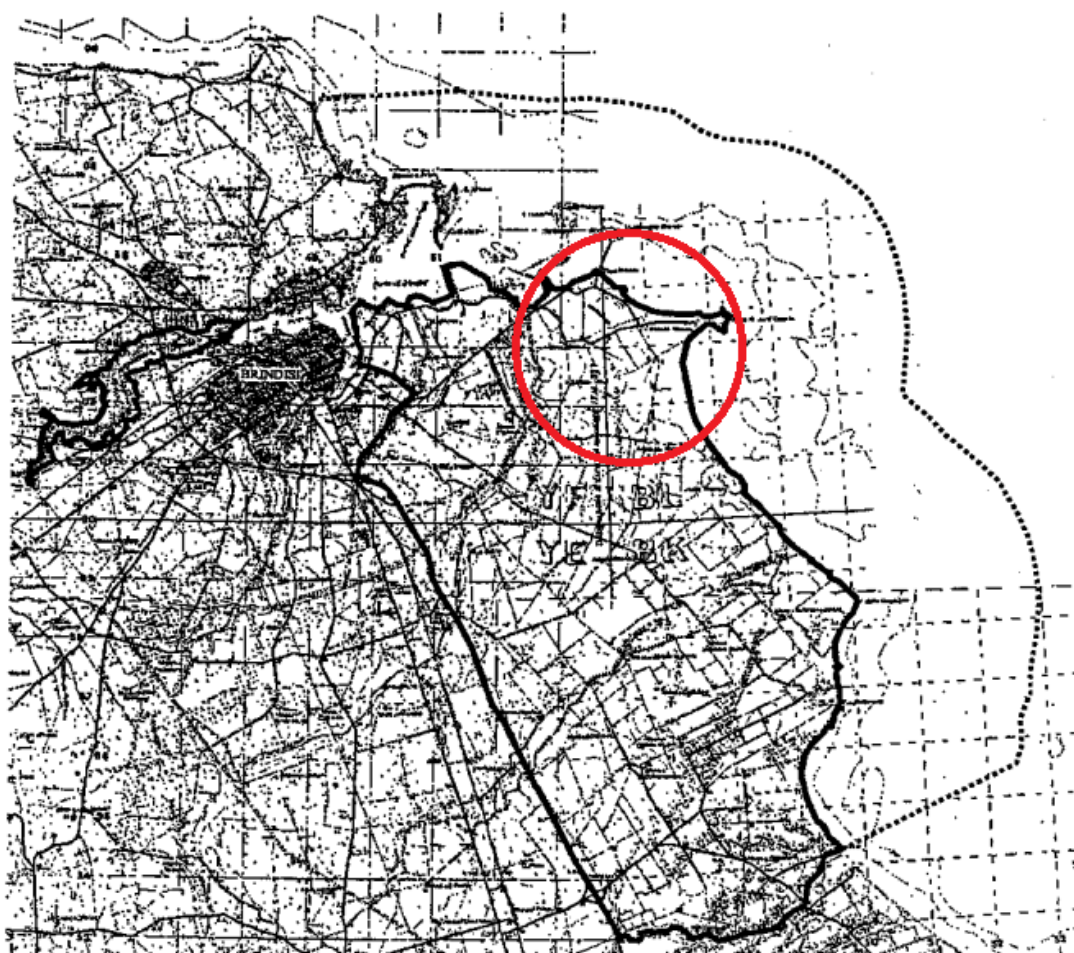


Figura 5 – Allegato 1 DM 10 gennaio 2000 Perimetrazione SIN di Brindisi

Interventi impiantistici

Nessun intervento impiantistico nel corso del 2022.

Principali accadimenti ambientali

Per il 2022 non si segnalano eventi ambientali di rilievo.

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.

In particolare, nel luglio 2020 sono entrati in funzione gli impianti Multi Phase Extraction (MPE) per la bonifica dei primi lotti dell'area Nord/Ovest ed Est dello stabilimento, mentre nel marzo 2021 sono stati avviati i campi prova pilota per la biodegradazione in-situ, che ha lo scopo di verificare l'applicabilità di questa tecnologia al sito di Brindisi.

Le attività di monitoraggio condotte nell'anno 2022 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).

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 6.

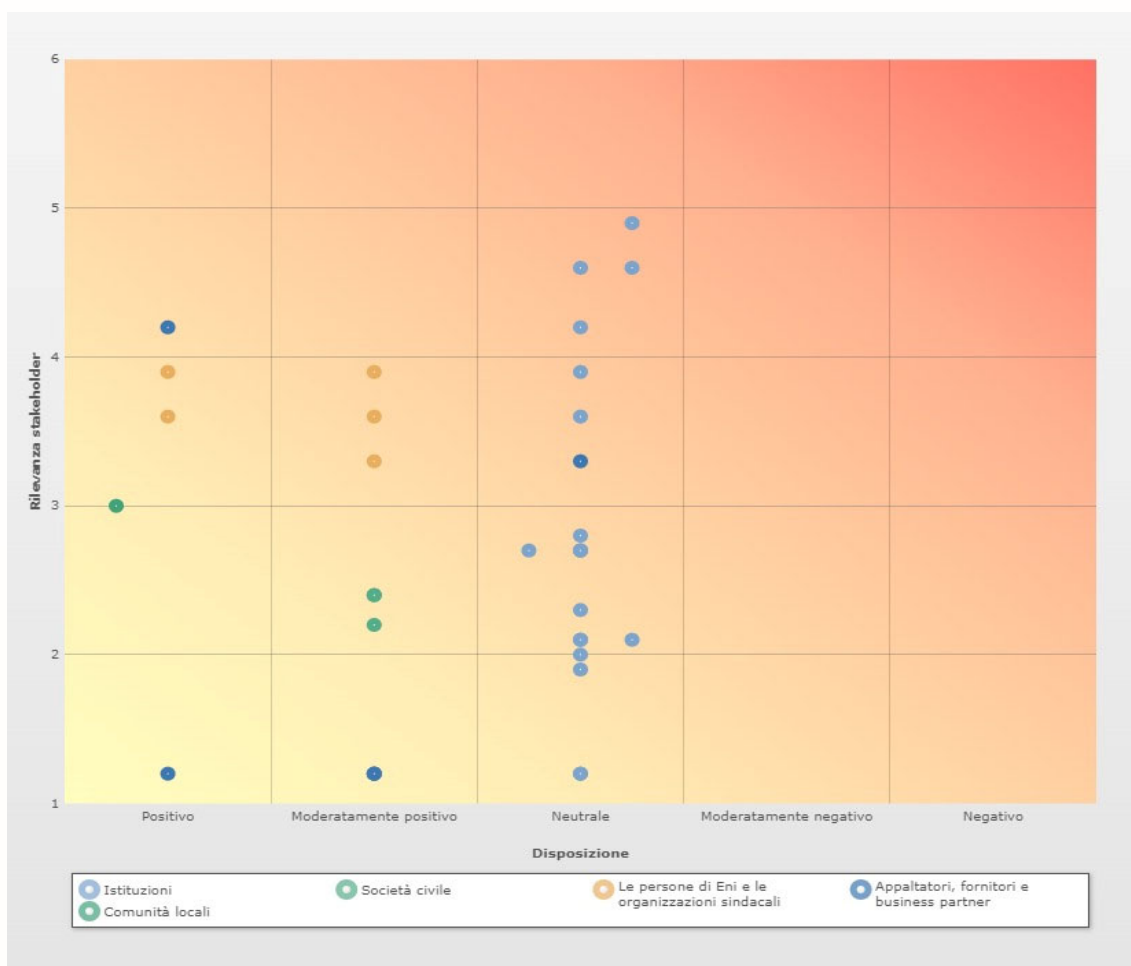


Figura 6 - Output del software SMS

Si riporta di seguito l'elenco dei principali Stakeholder:

- **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.

- **MINISTERO DELL'AMBIENTE – BONIFICHE:** Nessuna interazione nel 2022.
- **REGIONE PUGLIA:** Anche nel 2022, grazie agli investimenti realizzati sulla produzione di acqua demineralizzata, i consumi di acqua di pozzo sono stati nulli.
- **PREFETTURA:** Nulla da segnalare. È stato emesso nel 2022 il Piano di Emergenza Esterno per il sito industriale di Brindisi, Enipower è coinvolta marginalmente in quanto presente nel sito petrolchimico
- **PROVINCIA DI BRINDISI:** La convenzione per il monitoraggio marino e costiero è al momento attiva dal 2021 al 2026. I dati dello studio precedente hanno portato a una rimodulazione dei punti di campionamento.
- **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. Nel 2022 la reportistica SME è stata adeguata alle richieste ricevute da ARPA.
- **ISPRA:** Nessuna richiesta specifica avvenuta nel periodo esaminato.

Dal 27/09/2022 al 17/10/2022 si è tenuto il controllo ordinario AIA, nel corso del quale il Gruppo ispettivo ha rilevato due violazioni della normativa sulla gestione dei rifiuti, e quindi dell'Autorizzazione Integrata Ambientale, che la richiama.

Nel verbale trasmesso il 27/12/2022 sono state evidenziate 23 condizioni per il gestore e 2 diffide.

Delle 23 “condizioni per il gestore” segnalate nel verbale 17 sono state chiuse, per 2 sono state avviate le attività che si completeranno entro il 31 luglio, mentre per 4 condizioni il Gestore ha inviato proposte di risoluzione all'A.C. ed è in attesa di riscontro.

Le violazioni riguardavano la incompleta etichettatura per alcuni colli di rifiuti (taluni erano accorpati ed etichettati collettivamente) e la non corretta compilazione del Registro di Carico e Scarico (la fisiologica differenza fra il peso caricato/stimato e quello scaricato/misurato era gestita con un movimento “rettifica carico” non previsto dal DM 148/1998).

L'Autorità Competente, accogliendo la proposta del Gruppo Ispettivo, ha diffidato il Gestore con comunicazione prot. n. 165413 del 30/12/2022, affinché ottemperasse secondo i tempi e le modalità riportate nella comunicazione prot. n. 0162421 del 22/12/2022, emessa da ISPRA.

Il Gestore ha ottemperato secondo i tempi e le modalità prescritte ed ha inviato comunicazione prot. n. 016/2023/HSEQ/DC del 26/01/2023, in attesa di riscontro dagli Enti.

- **IMPRESE APPALTATRICI:** Il Patto per la Sicurezza e l'Ambiente si è consolidato con le fermate 2022.
- **LAVORATORI:** Il 2022 ha visto il progressivo allentarsi delle misure adottate a seguito dell'emergenza epidemiologica generata dal virus Covid 19, e la piena ripresa delle attività di

promozione della salute. L'azienda ha proseguito ad applicare, modulandoli in base alla situazione contingente ed alla normativa di legge, gli strumenti a sua disposizione per limitare i contagi (DPI specifici e organizzazione del lavoro).

- Grazie alla collaborazione di tutti e al generale rispetto delle regole le misure prese si sono rivelate finora efficaci, non essendo stati segnalati contagi avvenuti sul posto di lavoro. Prosegue l'attività di miglioramento continuo degli ambienti di lavoro, attuando quanto richiesto nelle riunioni ex art.35.
- ORGANISMO DI VIGILANZA: non si rilevano criticità in merito al rapporto 2022 dell'OdV.
- AZIENDE COINSEDIATE: È stata emessa il 02/05/2022 la revisione del Piano Generale di Emergenza.

Produzione

Si riporta di seguito l'elenco delle fermate di manutenzione programmate effettuate nel 2022:

- Major CC1 02/09 ÷ 11/10
- Major CC3 04/11 ÷ 15/12

Entrambe le fermate sono state anticipate rispetto al programma a causa di guasti intervenuti sulle macchine.

Di seguito, sono indicate le produzioni dello stabilimento di Brindisi, suddivise per tipologia per il triennio 2020-2022.

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 2020-2022, rappresentati nel grafico successivi.

Indicatore	UdM	2020	2021	2022
Produzione energia elettrica lorda	MWh	6.763.886	6.903.801	6.475.027
Produzione energia elettrica netta	MWh	6.604.763	6.749.154	6.321.978
Equivalente exergetico dell'energia termica prodotta (vapore di Media e Bassa Pressione)	MWheq	343.770	293.600	323.974
Energia elettrica equivalente (produzione totale)	MWheq	7.107.656	7.197.401	6.799.001
Vapore di Bassa Pressione (4,5 ate)	t	727.053	624.911	609.004
	MWheq	131.015	112.609	109.743
Vapore di Media Pressione (20 ate)	t	854.437	760.055	860.856
	MWheq	212.755	189.254	214.353

Tabella 1 Produzione di energia

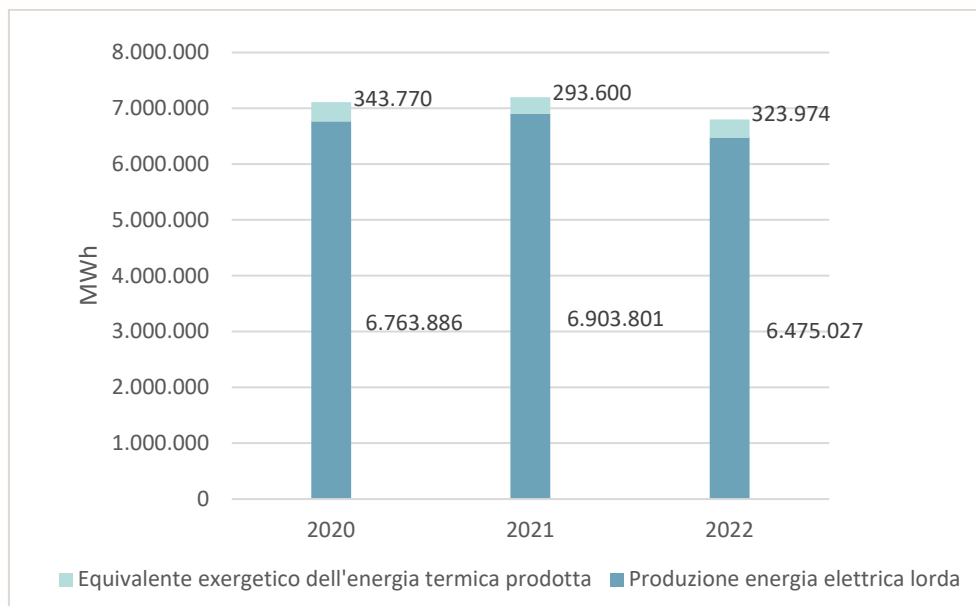


Figura 7 – Produzioni annue di energia elettrica lorda ed equivalente exergetico dell'energia termica prodotta

Aspetti ambientali caratterizzanti

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
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
Emissioni in atmosfera fuggitive/diffuse	Inquinamento atmosferico	basso
	Aumento effetto Serra	basso
Rifiuti e sottoprodotti	Inquinamento del suolo/sottosuolo	basso

Aspetti	Impatti/rischi	Rischio residuo
Effluenti liquidi/scarichi idrici	Inquinamento delle acque e sedimenti	medio
Interazioni con suolo e sottosuolo (rilasci nel terreno, uso del suolo, rilasci nel sottosuolo, ecc.)	Inquinamento del suolo/sottosuolo	basso
Rumore e Vibrazioni	Peggioramento del clima acustico	medio
Sostanze contenenti PCB/PCT	Inquinamento del suolo/sottosuolo	N/A
	Inquinamento delle acque	N/A
	Distruzione di flora/fauna, perdita biodiversità	N/A
Odori	Inquinamento odorigeno	basso
Impatto visivo	Inquinamento visivo e paesaggistico	basso
Elettromagnetismo	Inquinamento elettromagnetico	basso
Radioattività	Contaminazione radioattiva	basso
Amianto	Inquinamento atmosferico	basso
	Danni alla salute	basso
Occupazione di suolo	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
Emissioni puntuali in atmosfera	Programma di Energy Saving	significativo	P1
Emissioni puntuali in atmosfera	Realizzazione di sistemi di recupero con inserimento scambiatori sugli spurghi continui di CC1, CC2 e CC3	significativo	P1
Rifiuti e sottoprodotti	Aumentare la % di recupero di rifiuti pericolosi e non	non significativo	P3
Consumo risorse idriche	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 la scarsa significatività deriva dal posizionamento dello stabilimento Enipower all'interno di un sito petrolchimico multisocietario, in aree destinate ad insediamenti industriali.

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 traguardare. 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 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 (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 CO₂ 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_x**, 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_x**, con cui si riporta la quantità massica annua di NO_x emessa. Il dato fa riferimento alle emissioni totali (regime + transitori).
- **Indice di emissione NO_x**, con cui si intende il rapporto tra l'indicatore "Emissioni NO_x" 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).
- **Indice di emissione CO**, con cui si intende il rapporto tra l'indicatore "Emissioni 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	2020	2021	2022	VLE
Emissioni di macroinquinanti: <u>concentrazione</u> di CO e NO _x	CC1	mg/Nm ³ Nox	18,79	15,89	16,09	25
	CC1	mg/Nm ³ CO	0,84	0,82	0,52	20
	CC2	mg/Nm ³ NOx	17,52	18,38	17,16	25
	CC2	mg/Nm ³ CO	2,75	2,34	2,04	20
	CC3	mg/Nm ³ NOx	14,01	15,87	16,67	25
	CC3	mg/Nm ³ CO	4,62	2,54	2,05	20

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

Di seguito si riportano gli andamenti massici delle emissioni di CO e NO_x.

Indicatore	UdM	2020	2021	2022
Emissioni di macroinquinanti: quantità di NO _x	t/anno	642	683	680
Emissioni di macroinquinanti: quantità di CO	t/anno	344	643	196
Indice emissione NO _x	g/kWheq	0,090	0,095	0,100
Indice emissione CO	g/kWheq	0,048	0,089	0,029

Tabella 5 Emissioni massiche dei macroinquinanti e indici di emissione

I limiti di concentrazione imposti dall'AIA sono stati sempre rispettati. Per gli NO_x sono stati consolidati i risultati raggiunti nel 2017/2018 con l'installazione dei bruciatori a basse emissioni sul CC2 e sul CC3.

Per quanto riguarda l'inquinante CO, le performance degli impianti sono state ulteriormente migliorate grazie all'adattamento dei parametri di gestione dei controlli automatici alle condizioni climatiche, che influiscono sensibilmente sulla qualità dell'aria aspirata che partecipa al processo di combustione.

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_x, calcolato tenendo in considerazione tutti i flussi di massa comprensivi anche dei transitori.

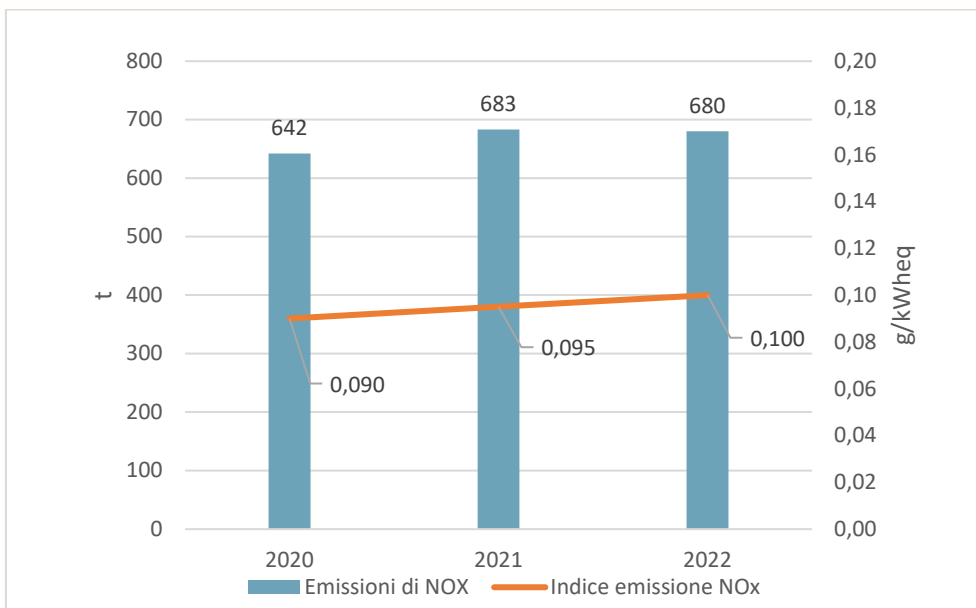


Figura 8 – Emissioni in atmosfera di NO_x: quantità e indice di emissione

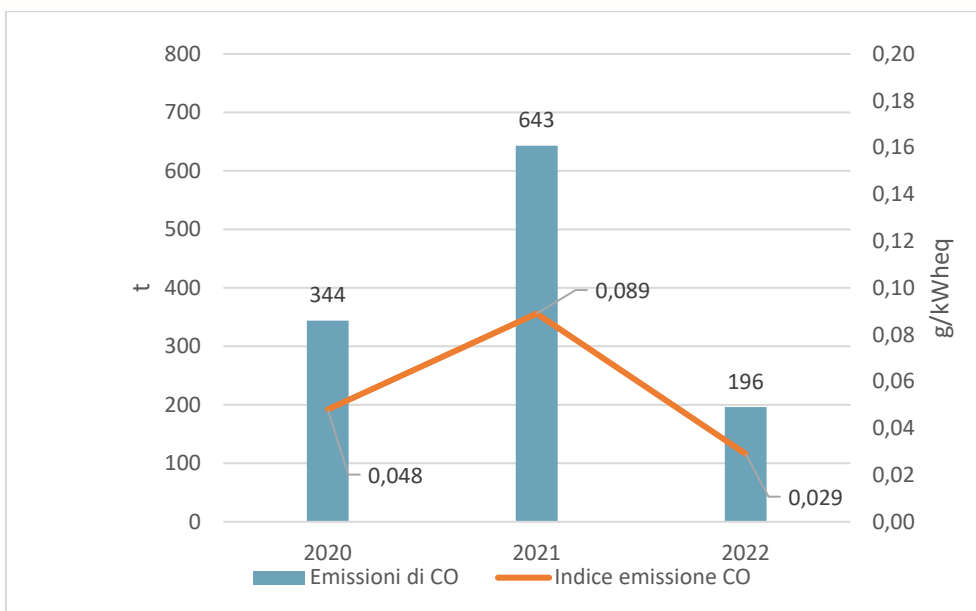


Figura 9 – Emissioni in atmosfera di CO: quantità e indice di emissione

Le emissioni di NO_x risultano allineate al 2021, mentre le emissioni di CO risultano significativamente ridotte rispetto a quanto registrato negli anni precedenti.

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 CO₂ ai sensi della Direttiva 2003/87/CE, la Centrale di Brindisi nel 2022 ha ottenuto, nei tempi previsti, la certificazione delle emissioni dell'anno precedente da parte dell'ente esterno di verifica. Per il 2022 le emissioni di CO₂ certificate sono state 2.428.705. 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.

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 CO₂ e CO₂ equivalente da CH₄, N₂O e gas fluorurati.
- **Emissioni di CO₂**, con cui si indica il quantitativo annuo di emissione totale di CO₂, ottenuto dalla somma della CO₂ certificata (ETS) e quella dovuta alla mobility.
- **Emissioni di CH₄**, con cui si indica il quantitativo annuo di emissioni totali di CH₄, espresse in tCO₂eq/anno, e dovute a combustione e processo, fuggitive e venting.
- **Emissioni di N₂O**, con cui si indica annuo di emissioni totali di N₂O, espresse in tCO₂eq/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 CO₂.
- **Emissione di HCF**, con cui si indicano le emissioni di idrofluorocarburi.
- **Emissione di SF₆**, con cui si indicano le emissioni di esafluoruro di Zolfo.
- **Indice di emissione CO₂**, con cui si indica il rapporto tra l'indicatore "Emissioni CO₂" e l'indicatore "Energia elettrica equivalente (produzione totale)".
- **Indice di emissione GHG**, con cui si indica il rapporto tra "Emissioni GHG totali" e l'indicatore "Energia elettrica equivalente (produzione totale)".

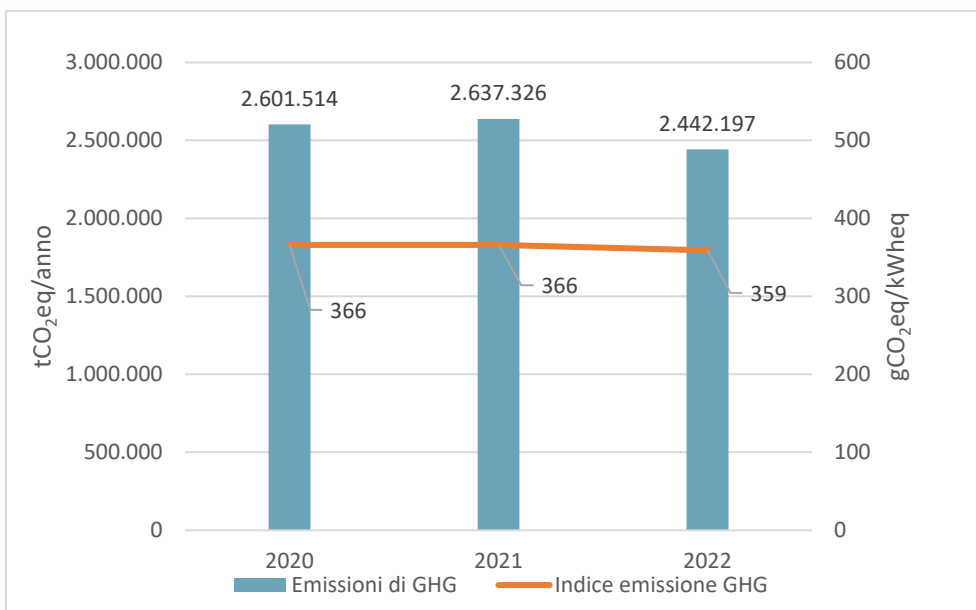


Figura 10 - Emissioni in atmosfera di GHG totali: quantità e indice di emissione

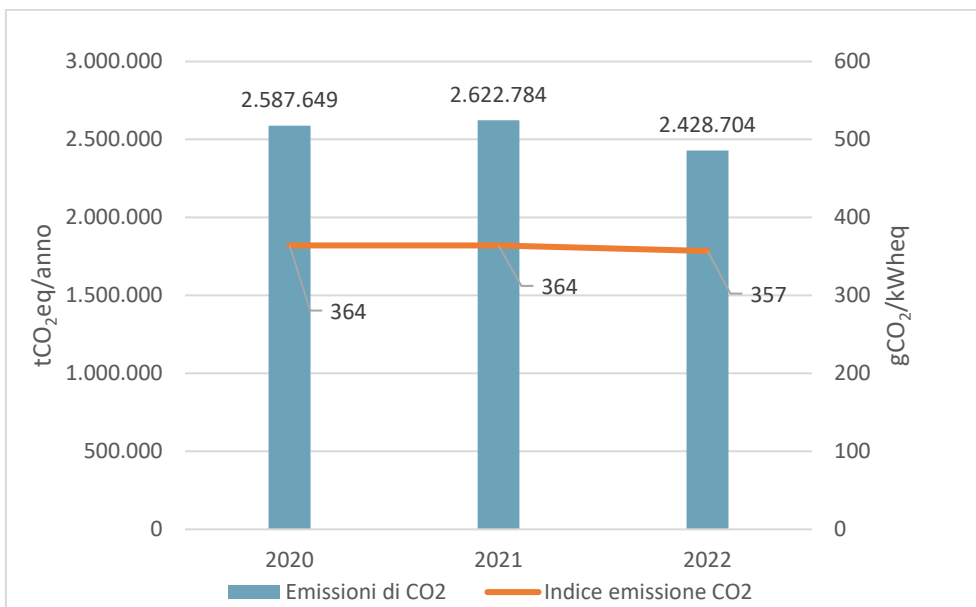


Figura 11 - Emissioni in atmosfera di CO₂: quantità e indice di emissione

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

Indicatore		UdM	2020	2021	2022
Emissioni GHG totali		tCO _{2eq} /anno	2.601.514	2.637.326	2.442.197
Emissioni CO ₂		t/anno	2.587.649	2.622.784	2.428.704
Emissioni CH ₄	Totali	tCO _{2eq} /anno	1.190	1.320	1.196
	Da combustione e processo	t/anno	46	49	45
	Fuggitive	t/anno	1	1	1
	Venting	t/anno	0,6	3	2
Emissioni N ₂ O		tCO _{2eq} /anno	12.676	13.062	12.137
		t/anno	42	43	41
Totale fluorurati		tCO _{2eq}	0	160	160
HFC		kg	0	0	56
SF ₆		kg	0	7	3,5

Tabella 6 - Emissioni gas serra

Nel complesso, il peso della CO₂ equivalente di derivazione dalle 4 sostanze citate, risulta esiguo rispetto alla CO₂ prodotta dalla combustione del gas naturale per la produzione di energia elettrica.

Indicatore	UdM	2020	2021	2022
Indice emissione CO ₂	gCO ₂ /kWh _{eq}	364	364	357
Indice emissione GHG	gCO _{2eq} /kWh _{eq}	366	366	359

Tabella 7 - Indici di emissioni CO₂ e GHG

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

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 di falda inquinata emunta trattata da TAF di terzi e utilizzata nel ciclo produttivo:** indica il quantitativo annuo di acqua prelevata dal TAF;
- **Acqua di mare prelevata:** indica il quantitativo annuo di acqua prelevata per le produzioni demi e il raffreddamento.

Indicatore	UdM	2020	2021	2022
Acqua dolce prelevata da acque superficiali	Mm ³	0,179	0,594	0,637
Acqua di falda inquinata emunta trattata da TAF di terzi e utilizzata nel ciclo produttivo	Mm ³	0,506	0,402	0,521
Acqua di mare prelevata	Mm ³	272,5	301,4	286,4

Indicatore	UdM	2020	2021	2022
Acqua dolce prelevata da acquedotto	Mm ³	0,004	0,004	0,0039

Tabella 8 - Volumi di acqua prelevata

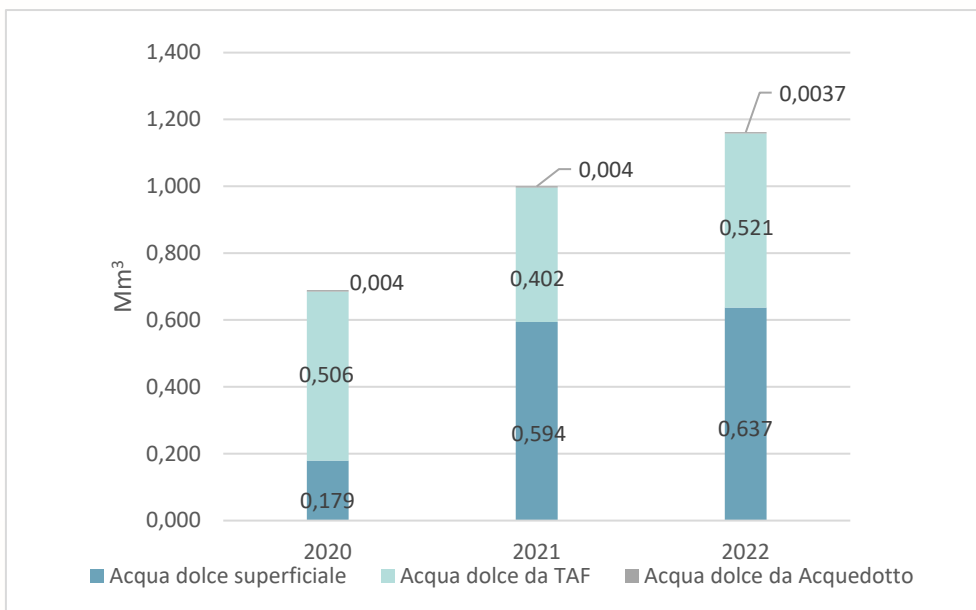


Figura 12 – Prelievi idrici di acqua dolce

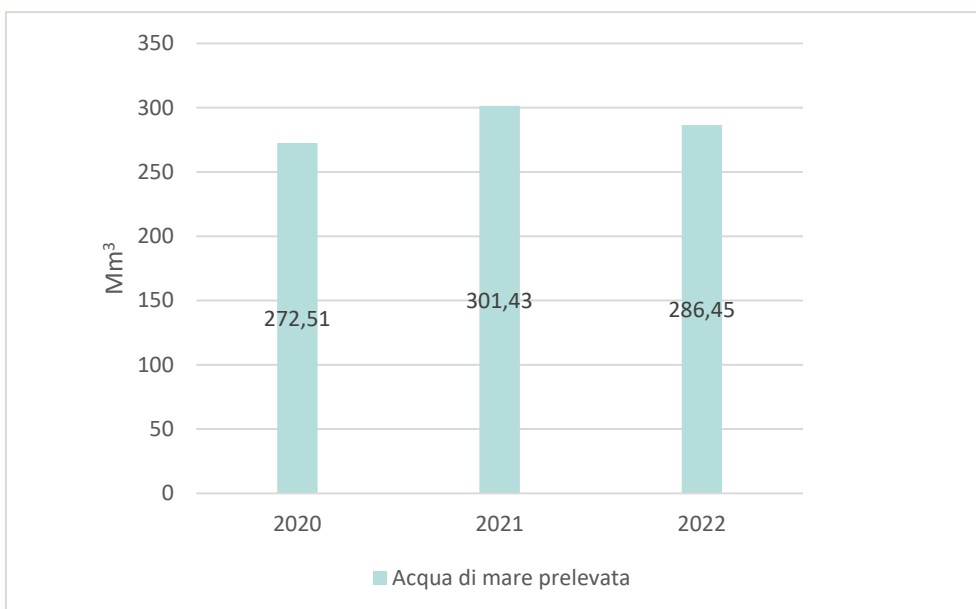


Figura 13 – Prelievi idrici di acqua di mare

Acqua demineralizzata

La produzione di acqua demineralizzata da acqua da TAF non è distinguibile da quella da acqua di mare, in quanto l'acqua da TAF è alimentata in miscela con acqua di mare.

Nel 2022 è stato possibile assorbire una quantità maggiore di acqua da TAF rispetto al 2021 grazie ad una maggiore stabilità qualitativa e ad una maggiore disponibilità derivante da un incremento di emungimento da parte di Eni Rewind.

Si noti che l'acqua da TAF, pur essendo assimilabile qualitativamente all'acqua dolce, non è da considerarsi un consumo di risorsa naturale in quanto rappresenta il recupero di uno stream destinato ad essere scaricato in mare.

L'incremento di consumo di acqua da Cillarese per la produzione di acqua demineralizzata, derivante da un'ottimizzazione sugli assetti di produzione, è stato parzialmente compensato da una diminuzione di prelievo di acqua dolce per raffreddamento.

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

- **Acqua da TAF per produzione acqua demi:** indica il quantitativo annuo di acqua recuperata dall'impianto di trattamento acque di falda.
- **Acqua demineralizzata prodotta:** indica il quantitativo annuo di acqua demineralizzata prodotta.

Indicatore	UdM	2020	2021	2022
Acqua recuperata da TAF per produzione acqua demi	Mm ³	0,506	0,402	0,521
Acqua demineralizzata prodotta	Mm ³	1,79	1,71	1,65

Tabella 9 - Volumi di acqua trattata

Visto il consolidamento della produzione di acqua demi da osmosi inversa, tecnologia ad alta efficienza, l'indicatore relativo all'efficienza di produzione dell'acqua demi è stato eliminato, in quanto non significativo.

Scarichi idrici

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

Dichiarazione Ambientale: Allegato 2 – Centrale di Brindisi

- 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 multisocietario.

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	2020	2021	2022
Acque dolci scaricate in fogna	Mm ³	0,09	0,08	0,345
Acque dolci scaricate in mare	Mm ³	0,209	0,2	0,105
Acque di mare scaricate	Mm ³	266,983	299,227	282,155

Tabella 10 - Scarichi idrici

Si osserva che i dati degli scarichi in fogna mostrano un aumento nel 2022 rispetto al biennio precedente, dovuto al maggior utilizzo dell’impianto di produzione acqua demi da acqua dolce.

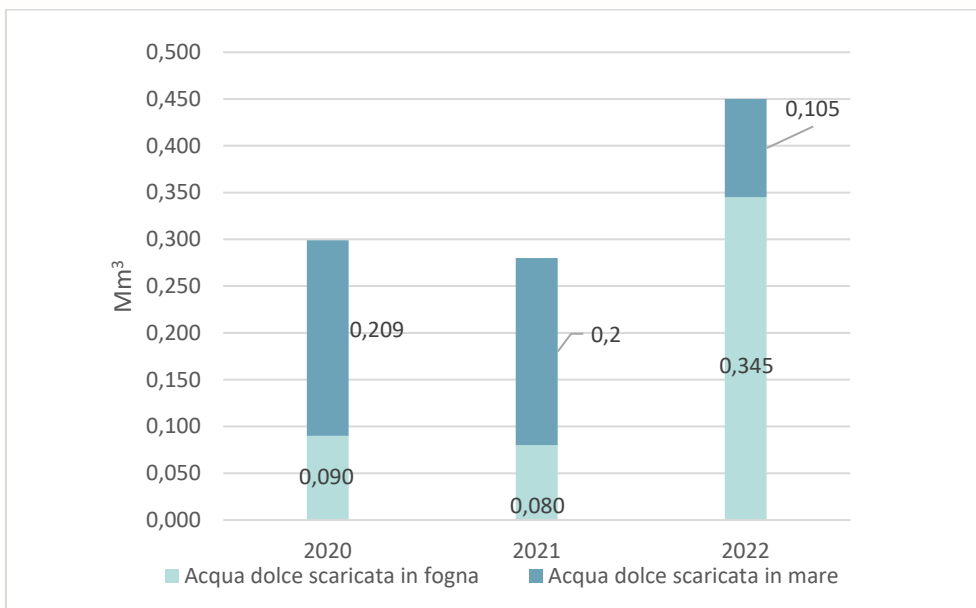


Figura 14 – Acque dolci scaricate

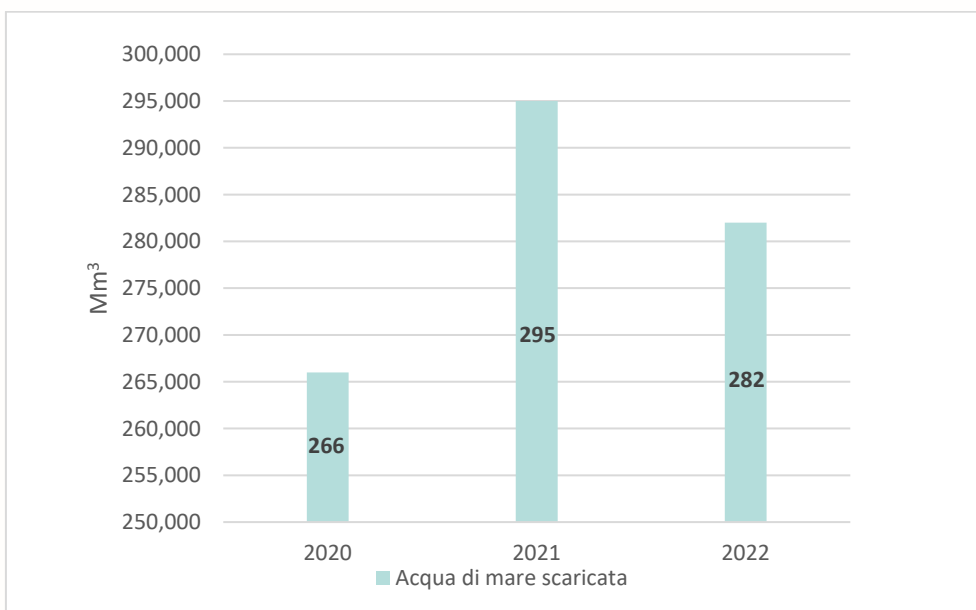


Figura 15 – Acqua di mare scaricata

Consumo di combustibili ed efficienza energetica

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 CO₂ 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:

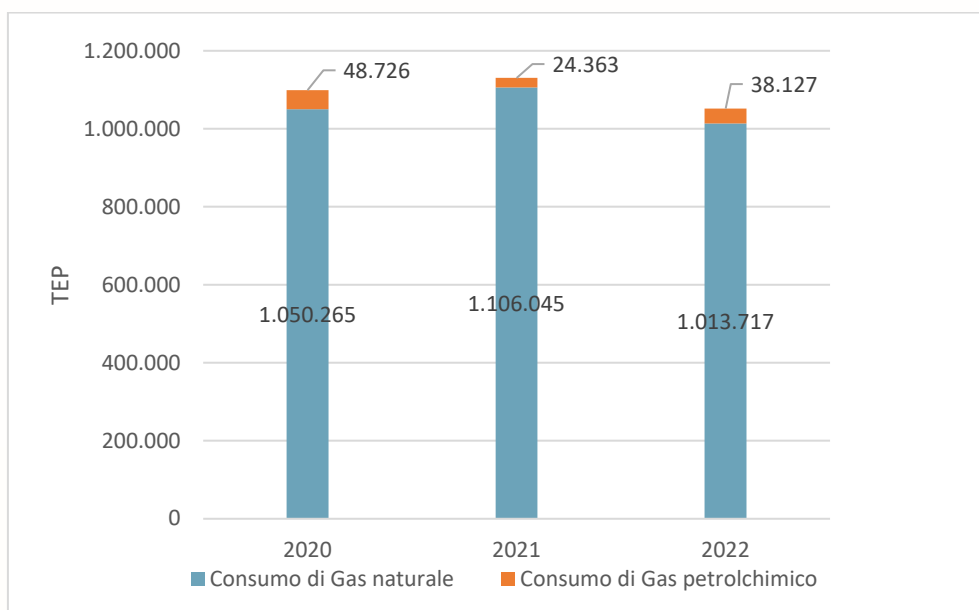
- **Consumo di combustibili – Gas naturale**, con cui si riporta il quantitativo annuo di gas naturale utilizzato dallo Stabilimento, espresso in Tonnellate di Petrolio Equivalenti ("TEP").
- **Consumo di combustibili – Gas Petrolchimico**, con cui si riporta il quantitativo annuo di gas petrolchimico 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 1° 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	2020	2021	2022
Consumo combustibili:	Gas	naturale	TEP	1.050.265	1.106.045	1.013.717
Consumo combustibili:	Gas	petrolchimico	TEP	48.726	24.363	38.127
Consumo di combustibili: Gasolio			TEP	0,196	0,457	0,144
Consumo di additivi/chemicals			t	596	648	645

Indicatore	UdM	2020	2021	2022
Fuel utilization	%	57,2	56	56,4
Rendimento exergetico	%	51,8	51,9	51,9*

Tabella 11 - Consumo di combustibili e chemicals



*Il dato relativo al 2021 è stato corretto rispetto a quanto riportato nella Dichiarazione Ambientale 2022

Figura 16 - Consumo di gas naturale e gas petrolchimico

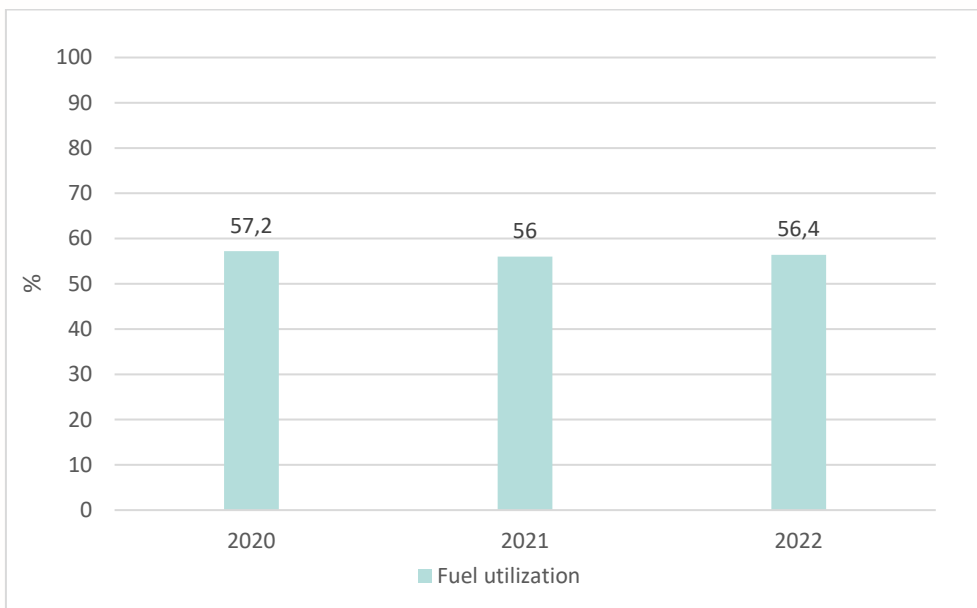


Figura 17 – Fuel utilization

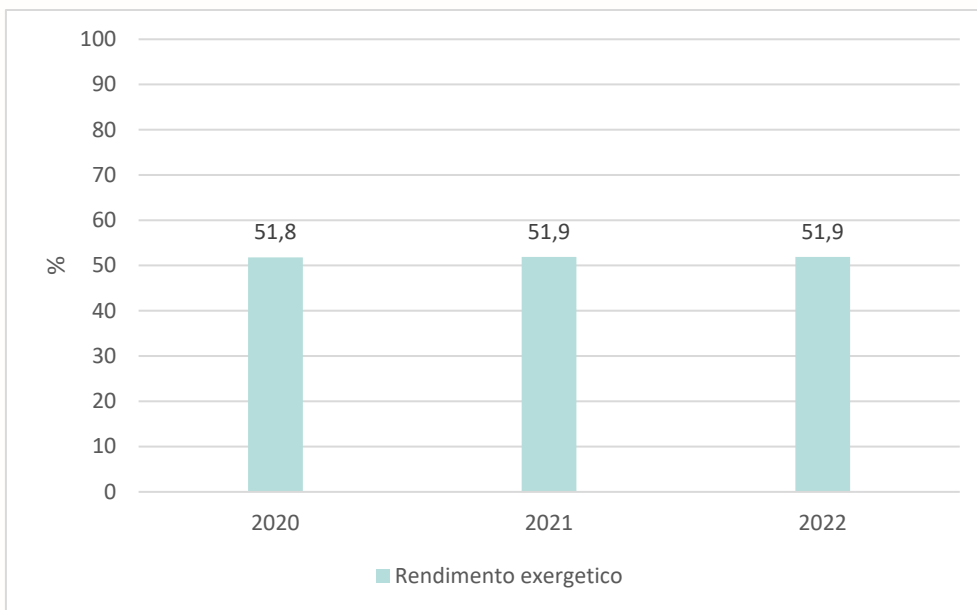


Figura 18 –Rendimento exergetico

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	2020	2021	2022
Rifiuti pericolosi prodotti	t	616	312	375
Rifiuti non pericolosi prodotti	t	5.884	3.474	699
Rifiuti recuperati	%	71	90	53
Rifiuti smaltiti	%	29	10	47

Tabella 12 - 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.

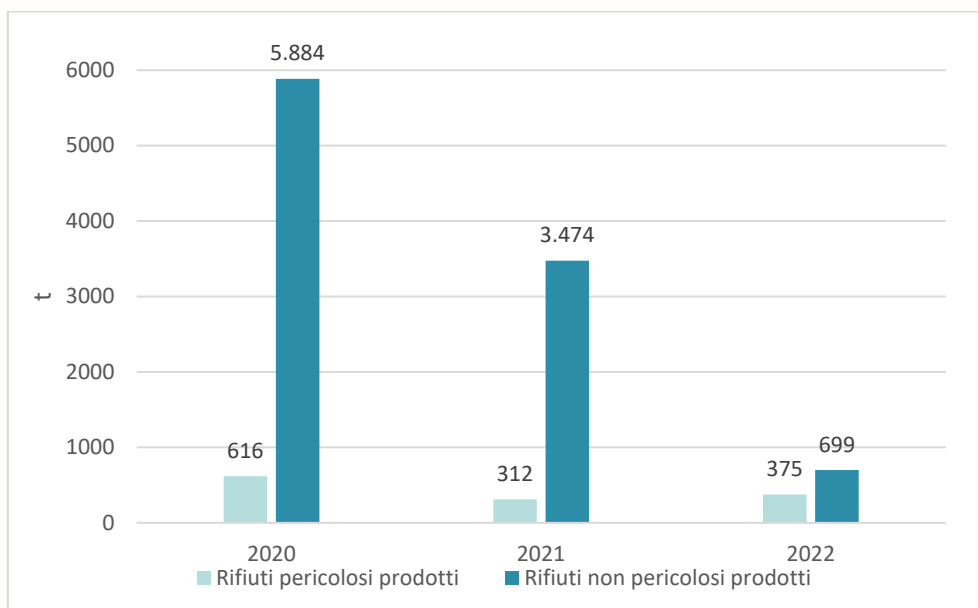


Figura 19 – Produzione rifiuti, differenziati tra pericolosi e non pericolosi

Dal grafico si osserva una tendenza decrescente nella produzione di rifiuti non pericolosi durante il triennio di riferimento.

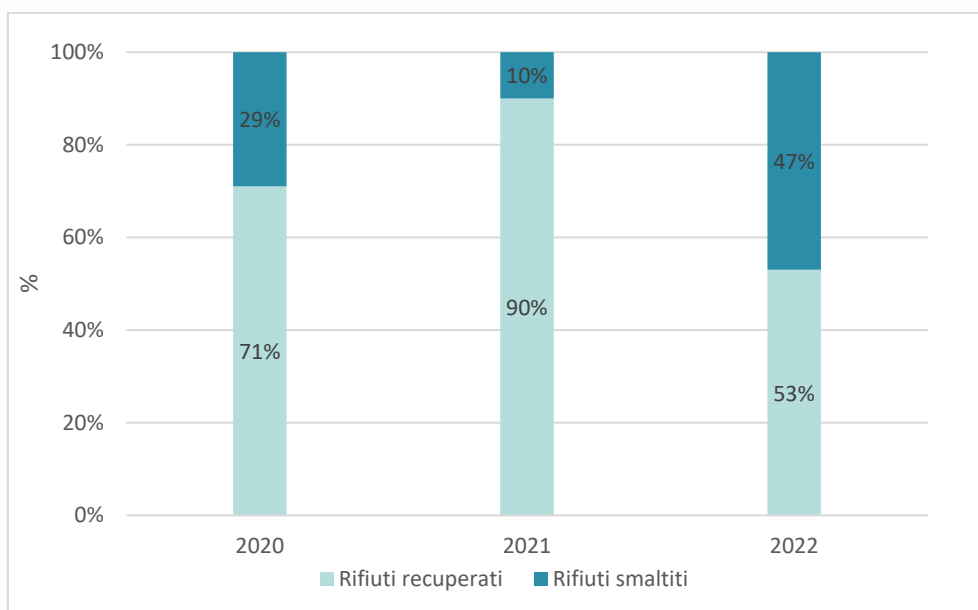


Figura 20 – Modalità di gestione dei rifiuti

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 21.

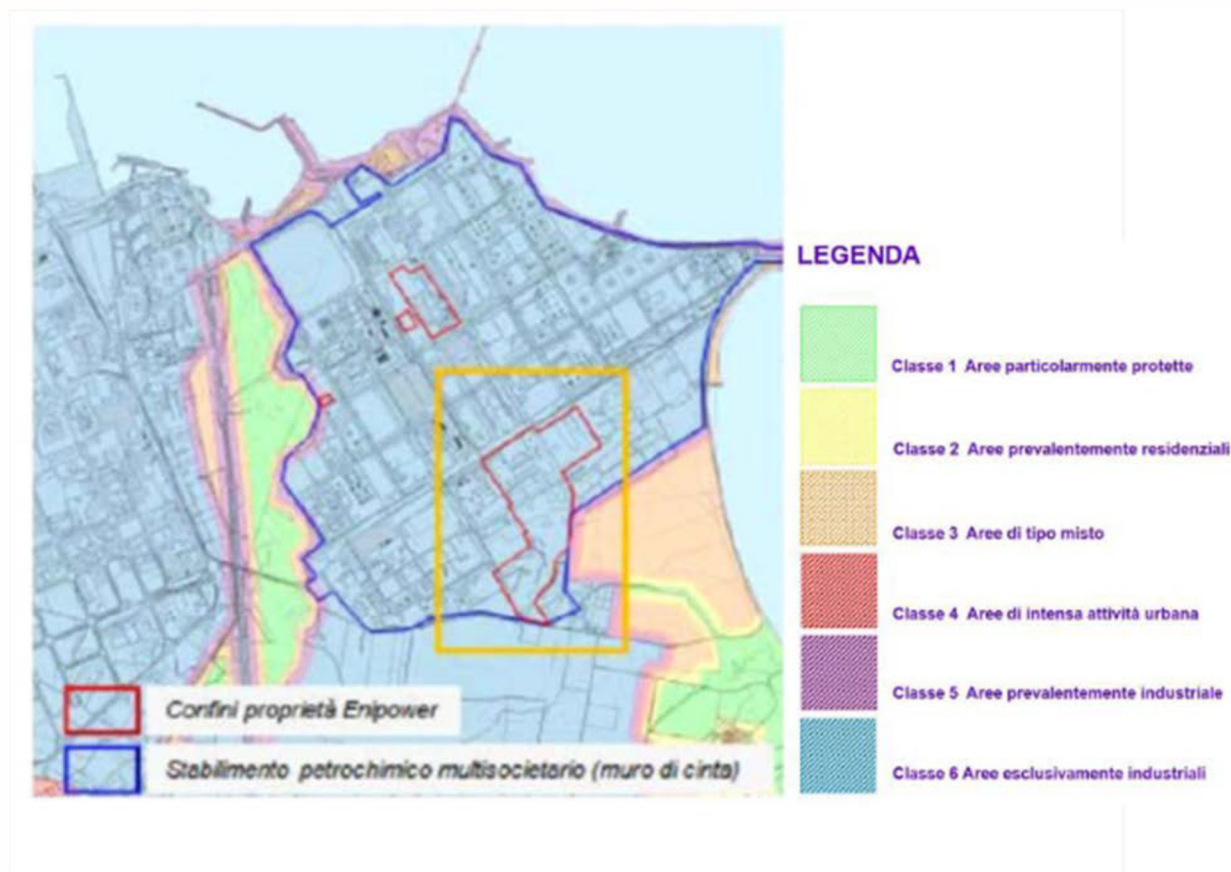


Figura 21 –Zonizzazione acustica del Comune di Brindisi

In ottemperanza a quanto previsto dall'Autorizzazione Integrata Ambientale, DVA- 2014-0000233 del 30/09/2014, Enipower ha svolto nel 2020 una campagna di misura del rumore ambientale (periodicità quadriennale). L'AIA emessa con DEC-MIN- 0000005_2021, pubblicato in Gazzetta Ufficiale il 4 febbraio 2021, ha confermato la periodicità quadriennale per l'esecuzione del monitoraggio acustico.

La campagna di misurazione condotta nel novembre del 2020 non ha evidenziato criticità.



Postazione/ Ricettore	Livello ambientale misurato corretto dB(A) (*1)	Livello ambientale calcolato esterno dB(A) (*2)	Classe di appartenenza	Valori Limite assoluti di immissione (DPCM 14.11.97 - tabella C)	Verificato SI/NO
Periodo diurno					
P1_diurno	59,0±1,8	-	VI Aree esclusivamente industriali	70 dB	SI
P2_diurno	69,5±1,8	-			SI
P3_diurno	72,0±1,8	60,0			SI
P4_diurno	64,5±1,8	-			SI
P5_diurno	61,5±1,8	-			SI
P6_diurno	64,5±1,8	-			SI
P7_diurno	68,0±1,8	-			SI
P8_diurno	56,0±1,8	-			SI
P9_diurno	55,5±1,8	-			SI
P10_diurno	62,5±1,8	-			SI
Periodo notturno					
P1_notturno	53,5±1,8	-	VI Aree esclusivamente industriali	70 dB	SI
P2_notturno	69,5±1,8	-			SI
P3_notturno	72,0±1,8	60,0			SI
P4_notturno	64,0±1,8	-			SI
P5_notturno	61,0±1,8	-			SI
P6_notturno	65,0±1,8	-			SI
P7_notturno	68,0±1,8	-			SI
P8_notturno	55,0±1,8	-			SI
P9_notturno	52,0±1,8	-			SI
P10_notturno	62,5±1,8	-			SI

Figura 22 – Misure della campagna di rilievo emissione sonora di novembre 2020

(*1) valore corretto arrotondato a 0.5 dB riferito al livello equivalente misurato eventualmente mascherato e comprensivo dell'eventuale correzione in dB(A) introdotta per tener conto della presenza (a) di rumori con componenti impulsive (KI = 3 dB) e/o tonali (KT = 3 dB) e/o di bassa frequenza (KB = 3 dB)

(*2) Livello sonoro calcolato all'esterno del confine di proprietà (primi edifici/impianti ricettori posti in direzione del punto in questione) solo nei punti in cui il livello ambientale misurato risultava superiore al limite.

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	2020	2021	2022
Amianto	t	2.236	100	100

Tabella 13 – Quantitativi stimati di materiali contenenti amianto presenti

Entro il 2023 sono programmate le attività di bonifica necessarie all'azzeramento delle residue quantità di amianto ancora presenti in stabilimento.



Dichiarazione Ambientale Allegato 3 Centrale di Ferrera Erbognone

Mantenimento Registrazione



Dati tecnici aggiornati al 31-12-2022

Indice

Centrale di Ferrera Erbognone	3
La società e l'assetto organizzativo	3
Descrizione della centrale	4
Interventi impiantistici	7
Principali accadimenti ambientali	7
Inquadramento autorizzativo	7
Applicazione delle BAT	8
Gestione degli Stakeholder	8
Produzione	10
Aspetti ambientali caratterizzanti	12
Emissioni in atmosfera	16
Emissioni di macroinquinanti	16
Emissioni gas serra	20
Impiego di risorse naturali ed energetiche	23
Ciclo dell'acqua.....	24
Prelievi idrici	24
Scarichi idrici.....	25
Consumo di combustibili ed efficienza energetica.....	26
Rifiuti	30
Rumore ambientale.....	32
Amianto	37

Centrale di Ferrera Erbognone

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.

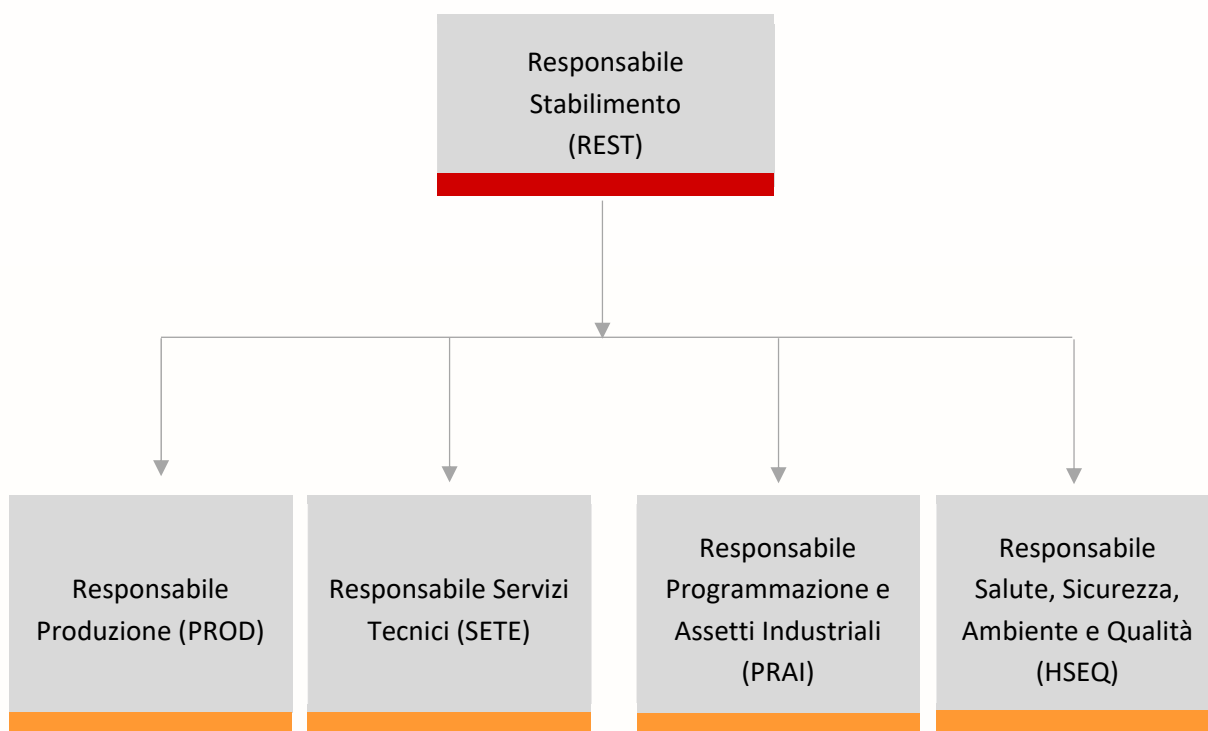


Figura 1 - Assetto organizzativo Enipower Ferrera Erbognone

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.

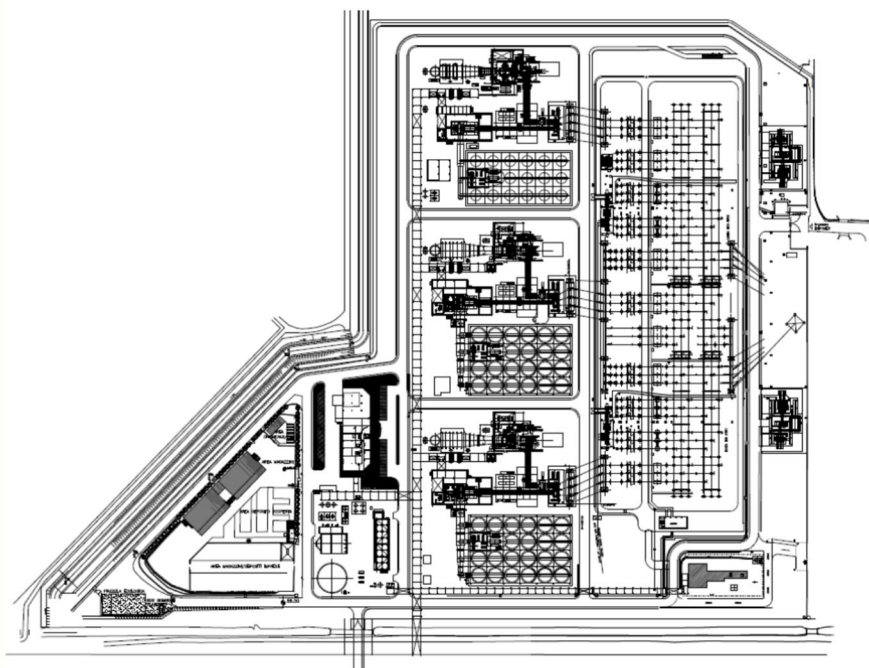


Figura 2 – Planimetria dello stabilimento

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 dè 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 NOX.
- 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 NOX) 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 m³/h.

Nella seguente immagine è riportato il flusso di massa ed energia della centrale di Ferrera Erbognone dell'anno 2022.

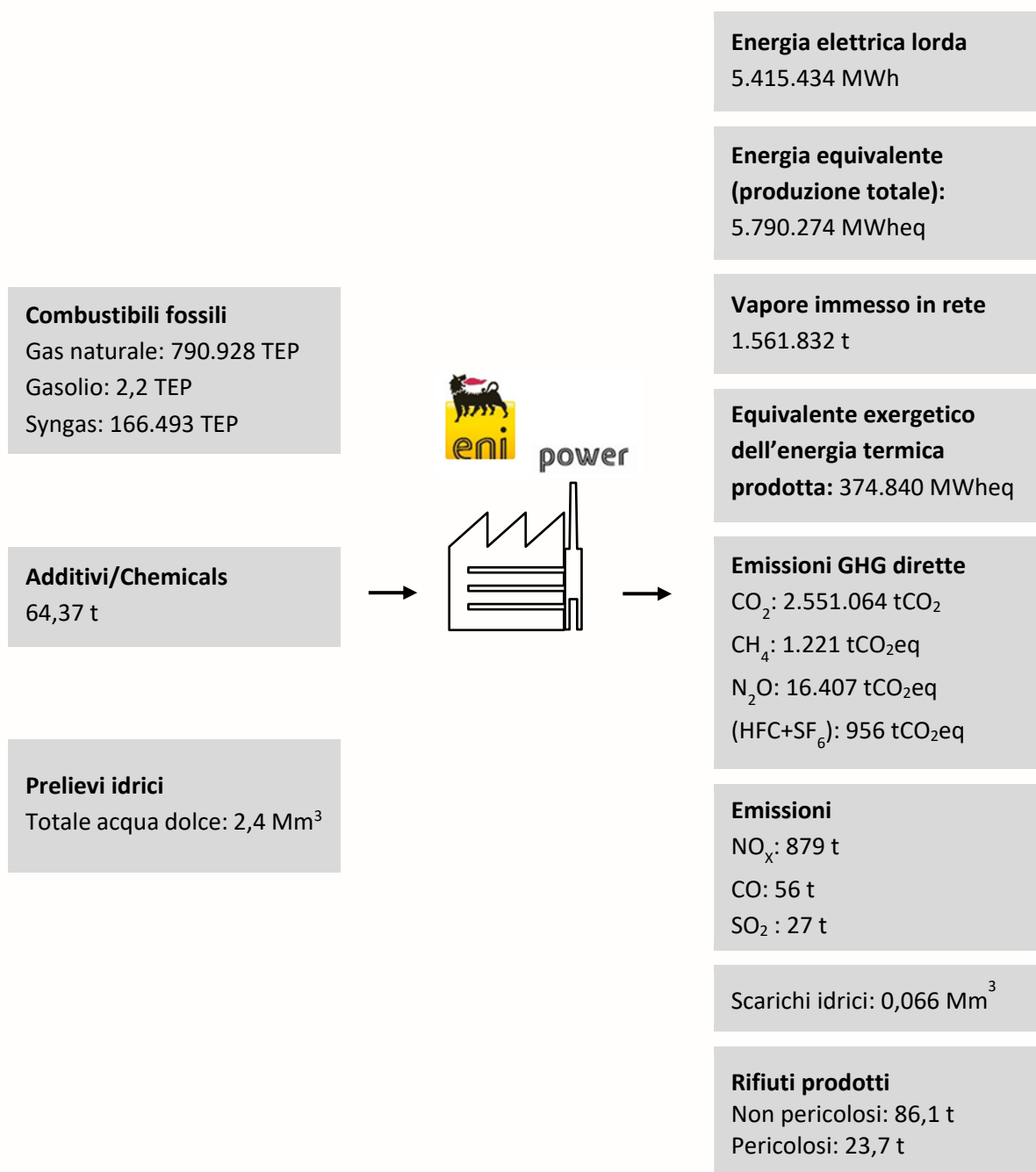


Figura 3 – Flusso di massa ed energia della centrale

Interventi impiantistici

Nel corso del 2022 sono stati completati/avviati i seguenti interventi:

- A fine dicembre 2022 si è conclusa l'installazione degli inverter sui ventilatori delle torri di raffreddamento e la successiva messa in servizio è prevista per gennaio 2023. A partire da inizio gennaio 2023 si inizierà a monitorare le performance dei ventilatori delle torri e valutarne il risparmio (obiettivo n.2 del programma di miglioramento di sito)
- è stata completata l'installazione di elettrofiltri sugli estrattori vapore delle casse olio TG e TV dei 3 gruppi
- in ottobre 2022 è stato sostituito il sistema di filtraggio acqua torri, con riduzione dei consumi per il lavaggio filtri previsto di 23.000 m³/anno; i primi dati confermano una riduzione dei consumi per lavaggio filtri superiore al 95%
- è stata presentata e approvata istanza di modifica non sostanziale AIA in merito ad iniziative di efficientamento energetico su CC1 (MXL); l'attività sarà eseguita durante la fermata Major CC1 del 2023

Principali accadimenti ambientali

Nel 2022 La centrale di Ferrera Erbognone non ha vissuto eventi con dirette ricadute ambientali.

Si segnala comunque che il giorno 07/05/2022, nel corso dell'avviamento del CC1, è stato registrato un superamento dei limiti emissivi degli NOx (media oraria 31,25 mg/Nm³ rispetto al limite autorizzato 30 mg/Nm³) a causa di una deriva su uno strumento, rientrata a seguito di taratura dello stesso ed il conseguente ripristino delle normali condizioni emissive. Nel corso della giornata non è stato possibile determinare la media giornaliera (con limite autorizzato 28 mg/Nm³), in quanto le ore di normal funzionamento del gruppo 1 sono state inferiori a 6. Sono state attivate le azioni correttive previste dal manuale SME ed è stata effettuata la comunicazione agli Enti come previsto dall'AIA in vigore (rif. Comunicazione Enipower prot. 049/2022 del 08/05/2022).

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.

Il 28 aprile 2023 è stata inviata agli Enti competenti il rapporto annuale AIA, in cui si riporta il rispetto dei limiti autorizzativi prescritti dall’AIA, per l’esercizio di impianto 2022.

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 stakeholders 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 4.

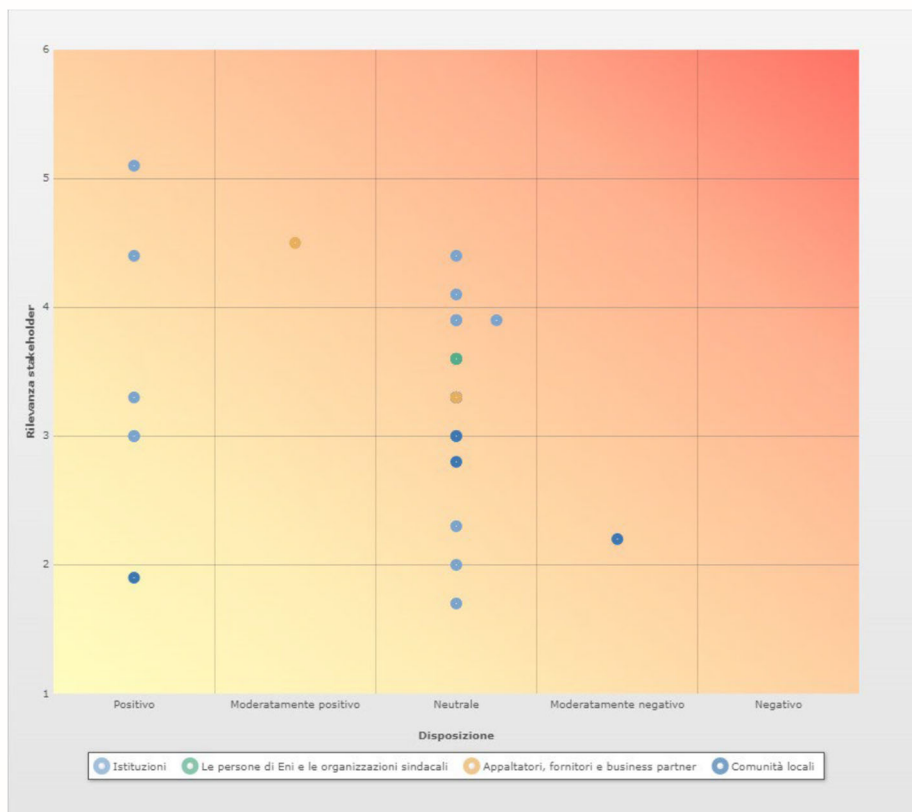


Figura 4 - Output del software SMS

Tra gli stakeholder esterni dello stabilimento Enipower di Ferrera Erbognone, l'unica variazione nel corso del 2022 è stata l'inserimento dell'associazione ambientalista "Futuro Sostenibile in Lomellina", che in 2 articoli pubblicati tra 2021 e 2022 sul quotidiano locale La Provincia Pavese ha citato lo stabilimento sul tema delle emissioni fuggitive di metano. Lo stakeholder è stato classificato con disposizione "Moderatamente negativa" e influenza pari a 2, in quanto a seguito degli articoli non ci sono state ulteriori interazioni né richieste di approfondimenti da parte degli Enti o della stessa associazione.

La riunione periodica della Commissione Tecnica del Comune di Ferrera Erbognone, nell'ambito della convenzione in essere è stata effettuata in data 10 novembre 2022. Il Comune ha evidenziato che il progetto selezionato lo scorso anno per il 2022 è stato da loro realizzato utilizzando altri canali di finanziamenti e che pertanto nulla verrà chiesto quest'anno ad Enipower nell'ambito della Convenzione in essere. Si sono poi analizzati i due progetti di efficientamento energetico proposti dal Comune per l'anno 2023 (Realizzazione impianto fotovoltaico su tetto edificio Comunale e sostituzione corpi illuminanti uffici comunali) e si è concordato di approvare tale proposta.

Per quanto riguarda gli stakeholder interni, l'unica variazione rispetto all'anno precedente riguarda la società Regatta Investments Spa, che nel corso del 2022 è entrata nell'azionariato di Enipower.

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;
- 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 2022 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.

A differenza degli anni precedenti nel 2022 si sono ridotti drasticamente il numero di avviamenti legati al mercato elettrico; questo è legato al mantenimento in marcia delle UP a seguito dell'aumento dei prezzi dell'energia elettrica.

Nel corso del 2022 si sono svolte le seguenti fermate manutentive (programmate e non) che hanno coinvolto tutti e tre i cicli combinati:

- Minor CC1 dal 4 al 16 febbraio
- Minor CC3 dal 2 al 11 novembre
- Fermata manutentiva CC2 a seguito di guasto alternatore TG2 dal 29 novembre al 31 dicembre 2022 (poi proseguita fino all'11 gennaio 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 exergetico¹ 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 2020-2022, rappresentati nei due grafici successivi.

Indicatore	UdM	2020	2021	2022
Produzione energia elettrica lorda	MWh	4.688.628	4.656.941	5.415.434
Produzione energia elettrica netta	MWh	4.608.469	4.573.551	5.321.195
Equivalente exergetico dell'energia termica prodotta	MWheq	452.971	424.838	374.840
Energia elettrica equivalente (produzione totale)	MWheq	5.141.599	5.081.779	5.790.274

Tabella 1 Produzione di energia

¹ 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.

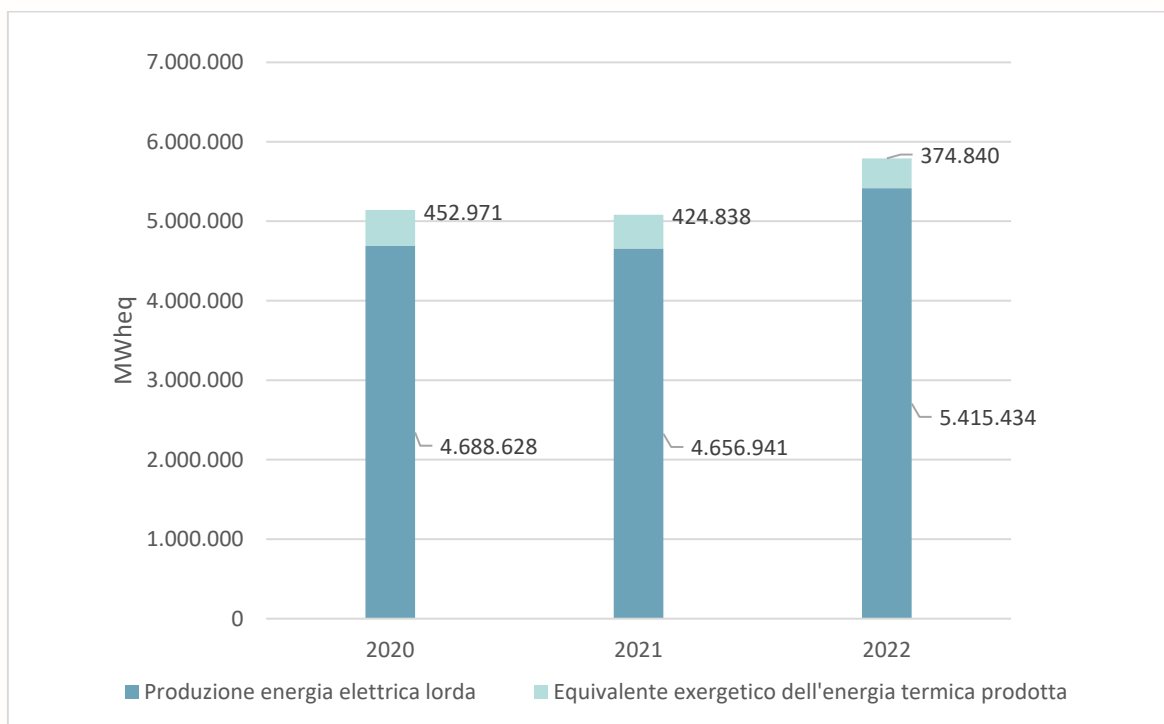


Figura 5 – Produzioni annue di energia elettrica lorda ed equivalente exergetico dell'energia termica prodotta

Nel 2022 si è avuto un incremento della produzione elettrica rispetto al biennio precedente a questo è legato agli scenari geopolitici ed economici in Europa che hanno condizionato il mercato elettrico e la contestuale diminuzione della produzione idroelettrica causata dalla siccità manifestatasi nel corso del 2022 (fonte Terna). Per quanto riguarda la produzione di vapore immesso in rete, questo dipende dalle richieste della Raffineria di Sannazzaro.

Aspetti ambientali caratterizzanti

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.

Dichiarazione Ambientale: Allegato 3 – Ferrera Erbognone

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	basso
Emissioni puntuali in atmosfera	Inquinamento atmosferico	medio
	Aumento effetto Serra	alto
Emissioni in atmosfera fuggitive/diffuse	Inquinamento atmosferico	basso
	Aumento effetto Serra	basso
Rifiuti e sottoprodotti	Inquinamento del suolo/sottosuolo	basso
Effluenti liquidi/scarichi idrici	Inquinamento delle acque e sedimenti	medio
Interazioni con suolo e sottosuolo (rilasci nel terreno, uso del suolo, rilasci nel sottosuolo, ecc.)	Inquinamento del suolo/sottosuolo	basso
Rumore e Vibrazioni	Peggioramento del clima acustico	medio
Sostanze contenenti PCB/PCT	Inquinamento del suolo/sottosuolo	N/A
	Inquinamento delle acque	N/A
	Distruzione di flora/fauna, perdita biodiversità	N/A

Aspetti	Impatti/rischi	Rischio residuo
Odori	Inquinamento odorigeno	basso
Impatto visivo	Inquinamento visivo e paesaggistico	basso
Elettromagnetismo	Inquinamento elettromagnetico	basso
Radioattività	Contaminazione radioattiva	basso
Amianto	Inquinamento atmosferico	N/A
	Danni alla salute	N/A
Occupazione di suolo	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
Rifiuti e sottoprodotti	Aumento della % recupero di rifiuti pericolosi e non	Non significativo	P3
Consumo risorse energetiche/ Consumo di materie prime	Recupero energetico linea alim. G.N. CC1-CC2	Media	P2
Consumo risorse energetiche	Energy Saving CC3	Media	P2

Aspetto ambientale	Opportunità	Significatività	Priorità di intervento
Consumo risorse energetiche	Ottimizzazione Impianti luce e Riscaldamento-Raffrescamento di cabinati e capannoni	Media	P2
Consumo risorse energetiche	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

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

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.

L’uso del suolo si ritiene scarsamente significativo in ragione delle dimensioni ridotte della centrale, rapportate alla sua funzione strategica.

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 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_x e SO₂** 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_x**, con cui si riporta la quantità massica annua di NO_x emessa. Il dato fa riferimento alle emissioni totali (regime + transitori).
- **Indice di emissione NO_x**, con cui si intende il rapporto tra l'indicatore "Emissioni NO_x" 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).
- **Indice di emissione CO**, con cui si intende il rapporto tra l'indicatore "Emissioni CO" e l'indicatore "Energia elettrica equivalente (produzione totale)".
- **Emissioni di macroinquinanti: quantità di SO₂**, con cui si riporta la quantità massica annua di SO₂ emessa. Il dato fa riferimento alle emissioni totali (regime + transitori).
- **Indice di emissione SO₂**, con cui si intende il rapporto tra l'indicatore "Emissioni SO₂" 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.

Indicatore	Impianto	UdM	2020	2021	VLE (fino al 28/09/2021)	2022		VLE (dal 29/09/2021)
						Max medio giornaliero	medio annuale	
Emissioni di macroinquinanti: <u>concentrazione</u> di CO e NO _x	CC1	mg/Nm ³ NO _x	17,9	18,9	30 orari	24,9	18,4	30 orari 28 giornalieri 25 annuali
	CC1	mg/Nm ³ CO	1,3	1	30 orari	2,9	0,8	30 orari 25 giornalieri
	CC2	mg/Nm ³ NO _x	21	22	30 orari	25,4	18,4	30 orari 28 giornalieri 25 annuali
	CC2	mg/Nm ³ CO	1	0,8	30 orari	5,6	1,1	30 orari 25 giornalieri
	CC3	mg/Nm ³ NO _x	40,1	39,4	50 orari	45,0	38,4	50 orari 48 giornalieri 43 annuali
	CC3	mg/Nm ³ CO	0,8	0,9	40 orari	1,0	0,4	40 orari 40 giornalieri
Emissioni di macroinquinanti: <u>concentrazione</u> di SO ₂	CC3	mg/Nm ³ SO ₂	0,5	0	10 orari	5,7	1,9	10 orari 10 giornalieri

Tabella 4 confronto tra le concentrazioni dei macroinquinanti in CC1, CC2 e CC3 e i VLE autorizzati.

Con riferimento ai valori delle medie orarie, che risultano cogenti solo quando non disponibile il valore della media giornaliera, si rimanda a quanto riportato al paragrafo “Principali accadimenti ambientali”.

Di seguito si riportano gli andamenti massici delle emissioni di CO, NO_x e SO₂.

Indicatore	UdM	2020	2021	2022
Emissioni di macroinquinanti: quantità di NO _x	t/anno	817	769	879
Emissioni di macroinquinanti: quantità di CO	t/anno	53	42	56
Emissioni di macroinquinanti: quantità di SO ₂	t/anno	5	0	27
Indice emissione NO _x	g/kWheq	0,159	0,152	0,152
Indice emissione CO	g/kWheq	0,010	0,008	0,010
Indice emissione SO ₂	g/kWheq	0,0009	0	0,0047

Tabella 5 Emissioni massiche dei macroinquinanti e indici di emissione

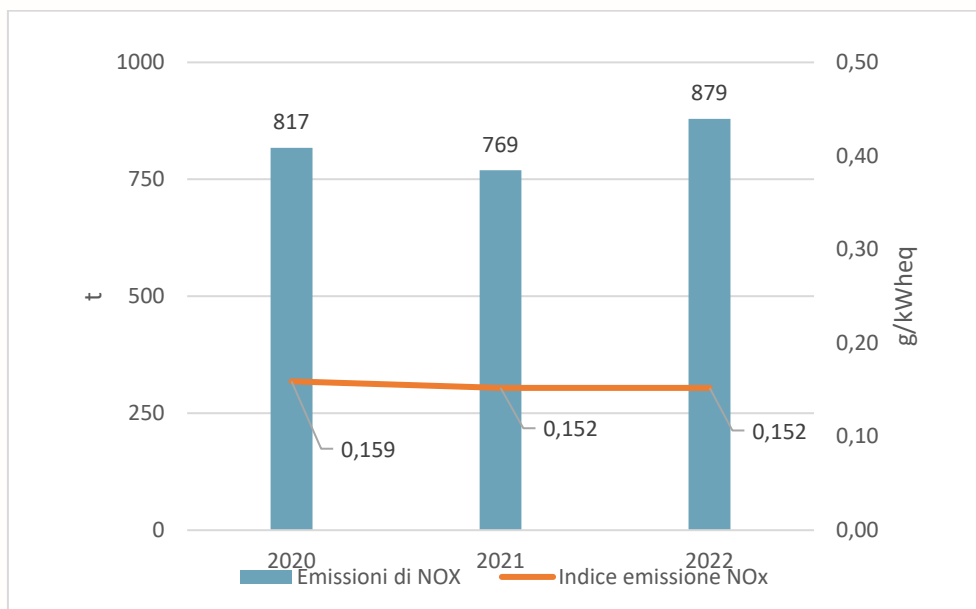


Figura 6 – Emissioni in atmosfera di NO_x: quantità e indice di emissione

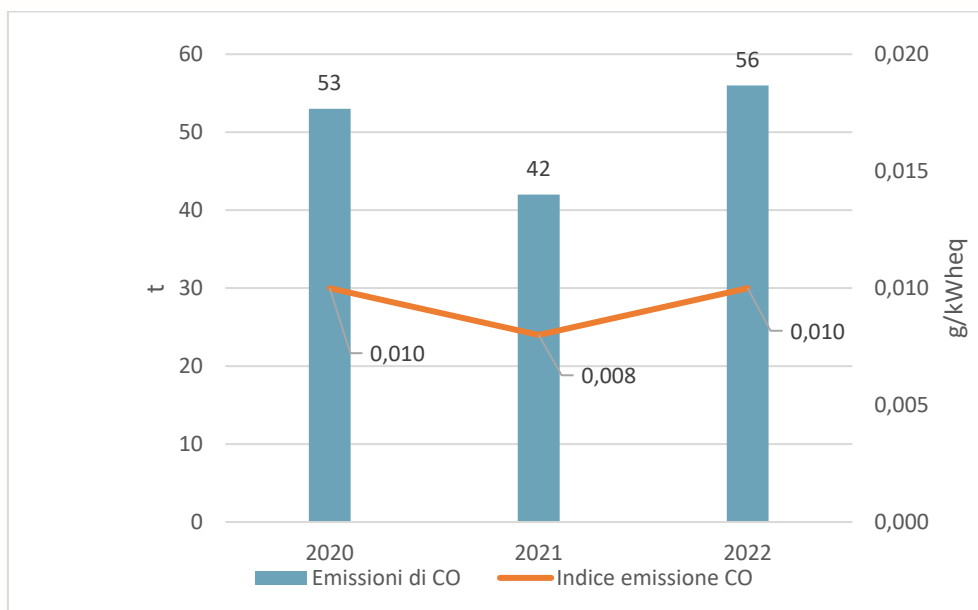


Figura 7 – Emissioni in atmosfera di CO: quantità e indice di emissione

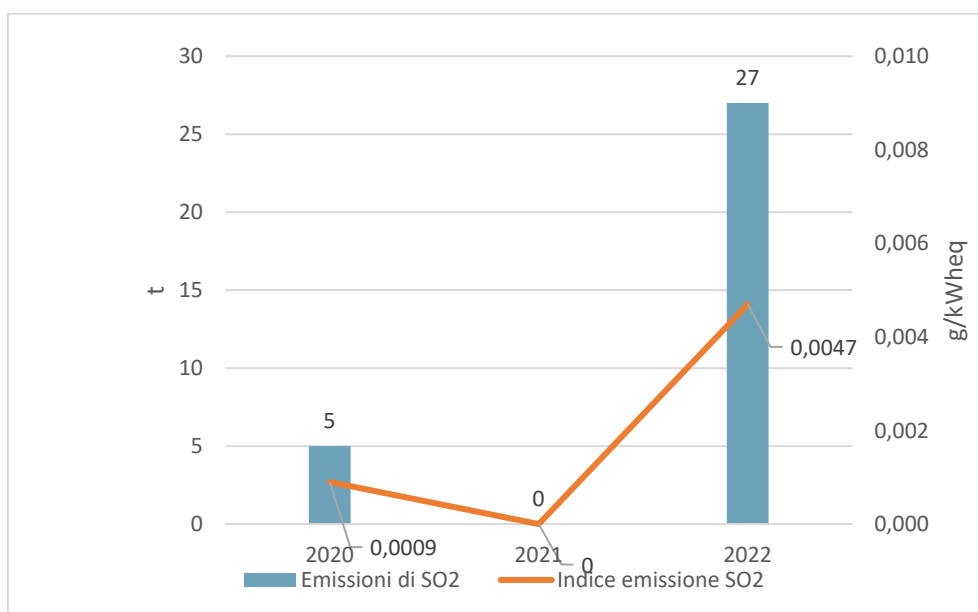


Figura 8 – Emissioni in atmosfera di SO₂: quantità e indice di emissione

Le emissioni di CO e NO_x e i relativi indici sono in aumento, ciò è dovuto principalmente agli assetti di produzione e al maggiore utilizzo del gruppo 3 che ha valori emissivi più elevati.

Il ripristino della fornitura di syngas (non disponibile da metà 2021) avvenuta ad inizio 2022 ha comportato la ripresa delle emissioni di SO_x (nello specifico SO₂).

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 CO₂ 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 2022 da parte dell'ente esterno di verifica (2.551.047 t di CO₂).

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 CO₂ 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 CO₂ e CO₂ equivalente da CH₄, N₂O e gas fluorurati.
- **Emissioni di CO₂**, con cui si indica il quantitativo annuo di emissione totale di CO₂, ottenuto dalla somma della CO₂ certificata (ETS) e quella dovuta alla mobility.
- **Emissioni di CH₄**, con cui si indica il quantitativo annuo di emissioni totali di CH₄, espresse in tCO₂eq/anno, e dovute a combustione e processo, fuggitive e venting.
- **Emissioni di N₂O**, con cui si indica annuo di emissioni totali di N₂O, espresse in tCO₂eq/anno, e dovute a combustione e processo.
- **Emissione totale fluorurati**, con cui si indica la somma delle emissioni di idrofluorocarburi ed esafluoruro di Zolfo, espresse in tonnellate equivalenti di CO₂.
- **Emissione di HCF**, con cui si indicano le emissioni di idrofluorocarburi.
- **Emissione di SF₆**, con cui si indicano le emissioni di esafluoruro di Zolfo.
- **Indice di emissione CO₂**, con cui si indica il rapporto tra l'indicatore "Emissioni CO₂" e l'indicatore "Energia elettrica equivalente (produzione totale)".

- **Indice 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 di Ferrara Erbognone.

Indicatore		UdM	2020	2021	2022
Emissioni GHG totali		tCO ₂ eq/anno	2.206.793	1.997.869	2.569.648
Emissioni CO ₂		t/anno	2.192.989	1.986.667	2.551.064
Emissioni CH ₄	Totali	tCO ₂ eq/anno	1.001	1.043	1.221
	Da combustione e processo	t/anno	39,37	37,92	42,98
	Fuggitive	t/anno	0,68	0,65	1,60
	Venting	t/anno	n.d.*	3,17	4,26
Emissioni N ₂ O		tCO ₂ eq/anno	12.751	10.066	16.407
		t/anno	42,79	33,78	55,06
Totale fluorurati		tCO ₂ eq	52	93	956
	HFC	kg	0	18	413,5
	SF ₆	kg	2,3	2,9	16,0

* Le emissioni da venting sono state implementate a partire dal 2021

Tabella 6 - Emissioni gas serra

Nel complesso, il peso della CO₂ equivalente di derivazione dalle 4 sostanze sopra citate, risulta esiguo rispetto alla CO₂ prodotta dalla combustione del gas naturale per la produzione di energia elettrica. Infatti, si hanno 2.569.648 t di CO₂ equivalente totale contro 2.551.064 t di CO₂ da combustione e processo.

Indicatore	UdM	2020	2021	2022
Indice emissione CO ₂	gCO ₂ /kWh _{eq}	426,5	390,9	440,6
Indice emissione GHG	gCO _{2eq} /kWh _{eq}	429,2	393,1	443,6

Tabella 7 - Indici di emissioni CO₂ e GHG

Nel grafico sottostante è riportata la variazione dell'indice emissivo di CO₂ e GHG, rapportati alla produzione di energia elettrica nel triennio di riferimento.

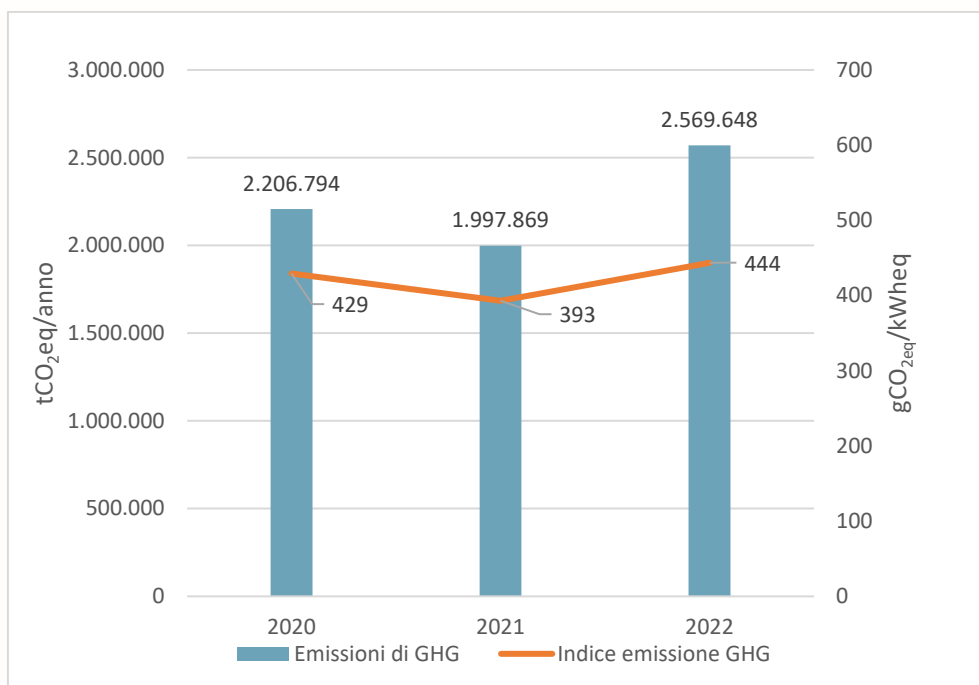


Figura 9 - Emissioni in atmosfera di GHG totali: quantità e indice di emissione

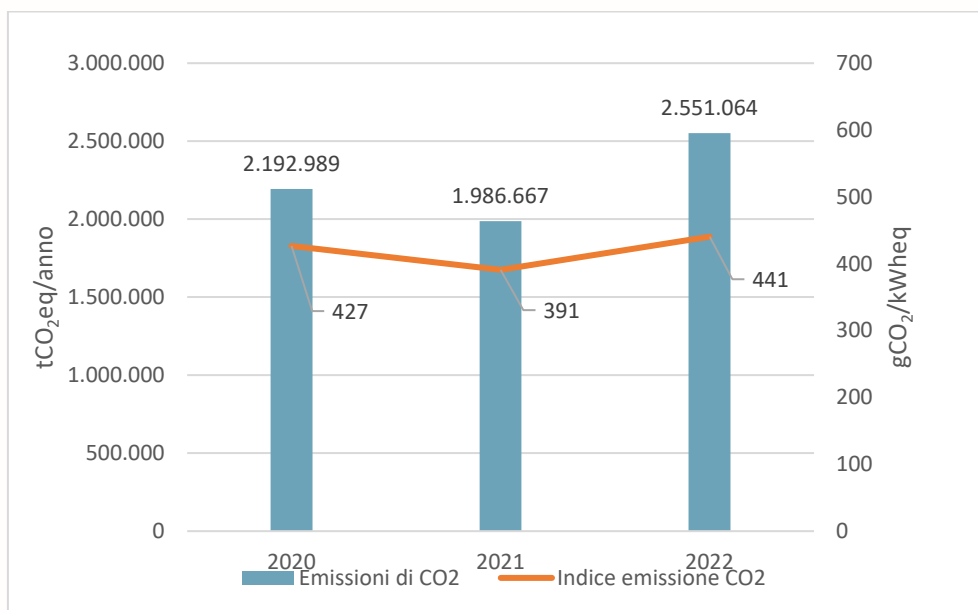


Figura 10 - Emissioni in atmosfera di CO₂: quantità e indice di emissione

Le emissioni del 2022 sono in aumento rispetto a quelle dello stesso periodo 2021, dovute all’aumento della produzione e al ripristino della fornitura di syngas per il gruppo 3. In particolare, il maggiore utilizzo del gruppo 3 ha comportato un aumento degli indici di emissione.

Le emissioni fuggitive risultano in aumento rispetto al 2021, ma ciò è dovuto esclusivamente a un aggiornamento dei fattori emissivi delle sorgenti non monitorate utilizzato a partire dalla campagna 2022, per allinearli a quelli presenti nel sistema FESTA e ai criteri definiti nelle opi Eni.

Sono in aumento le emissioni da venting, legate al numero e alla tipologia di fermate per manutenzione svolte.

Sono inoltre in aumento le emissioni di HFC e SF₆, a causa di un maggior quantitativo di gas reintegrato durante gli interventi di manutenzione sugli impianti di condizionamento (HVAC) e sui commutatori elettrici rispetto agli anni precedenti.

Nel corso del 2022 sono stati effettuati i seguenti rabbocchi:

- 413,5 kg di HFC (R-134a) sugli impianti di condizionamento, pari a 591,31 tCO₂eq (GWP 1.430)
- 16 kg di SF₆ sui commutatori elettrici, pari a 364,80 tCO₂eq (GWP 22.800)

Impiego di risorse naturali ed energetiche

Nel sito 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:** 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	2020	2021	2022
Totale Acqua dolce prelevata	Mm ³	2,48	2,22	2,40
Acqua dolce prelevata da acquedotto o cisterna	Mm ³	0,00524	0,00317	0,00325
Acqua demi/industriale proveniente da terzi	Mm ³	2,48	2,22	2,40
Acqua dolce riutilizzata/riciclata	Mm ³	0,099	0,098	0,094

Tabella 8 - Volumi di acqua prelevata

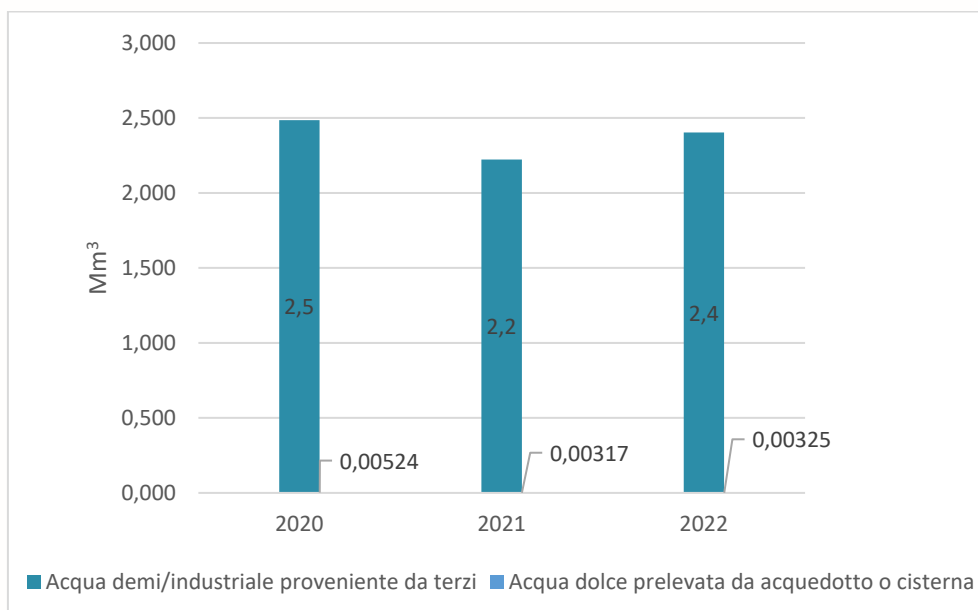


Figura 11 – Prelievi idrici di acqua dolce

I prelievi registrano un aumento dovuto principalmente ai maggiori prelievi di acqua demi, causati dal maggiore utilizzo del CC3 in cui viene iniettato vapore in camera di combustione per l'abbattimento degli inquinanti.

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 2022 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	2020	2021	2022
Acqua dolci scaricate in fogna	Mm ³	0,129	0,135	0,066

Tabella 9 - Scarichi idrici

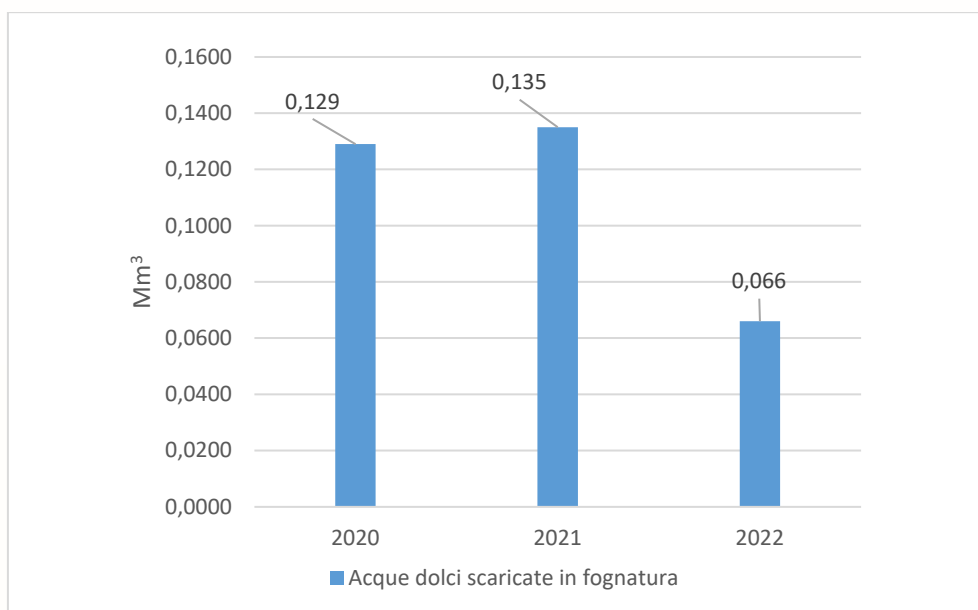


Figura 12 – Scarichi idrici

Gli scarichi idrici (principalmente acque di processo e acque meteoriche), conferiti alla Raffineria di Sannazzaro, registrano forte calo rispetto agli anni precedenti principalmente dovuto dalla riduzione delle precipitazioni avvenute nel 2022.

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.

Consumo di combustibili ed efficienza energetica

Lo stabilimento di Ferrera Erbognone nel giugno 2022 ha mantenuto la conformità alla UNI EN ISO 50001:2018 da parte dell'ente certificatore. L'ottenimento e il mantenimento della certificazione sono

conseguenti ad una attenta analisi dell'efficienza energetica dei processi, partendo dai dati energetici del 2015 aggiornandoli e valutandoli annualmente, in sede di Riesame della Direzione, fino al 31/12/2022.

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 1° 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	2020	2021	2022
Consumo combustibili: Gas naturale	TEP	798.503	848.607	790.928
Consumo di combustibili: Gasolio	TEP	0,308	0,308	2,206
Consumo di combustibili – Gas di Raffineria (Syngas)	TEP	76.101	0	166.493
Fuel utilization	% (CC1)	*	59,9	60,2
	% (CC2)	*	65,3	59,5
	% (CC3)	*	52,7	57,4

Indicatore	UdM	2020	2021	2022
Rendimento exergetico (storico)	% (CC1)	52,13	51,99	52,55
	% (CC2)	52,49	51,52	52,22
	% (CC3)	43,59	43,79	47,85
Rendimento exergetico (teorico)	% (CC1)	*	51,60	52,33
	% (CC2)	*	51,58	52,01
	% (CC3)	*	44,22	47,63

*Il confronto del parametro viene fatto tra gli anni 2021 e 2022, in quanto i dati sono stati rendicontati a partire dal 2021

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%).

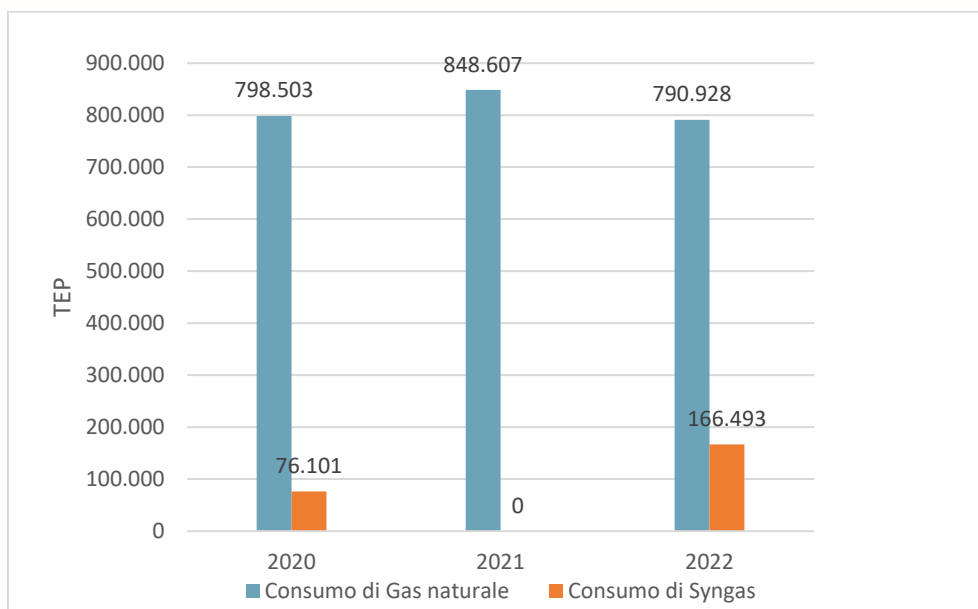


Figura 13 - Consumo di gas naturale e syngas

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.

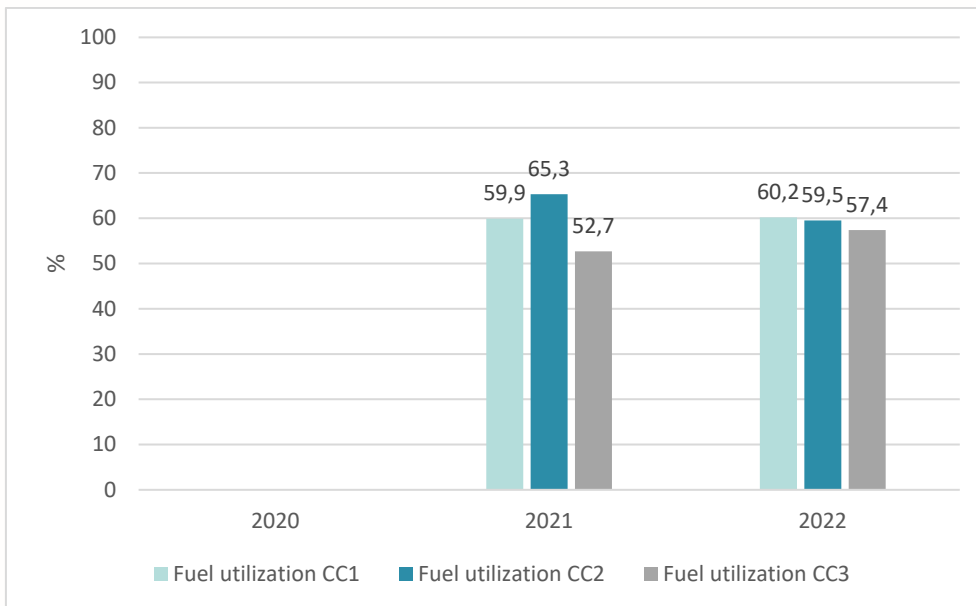


Figura 14 – Fuel utilization

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.

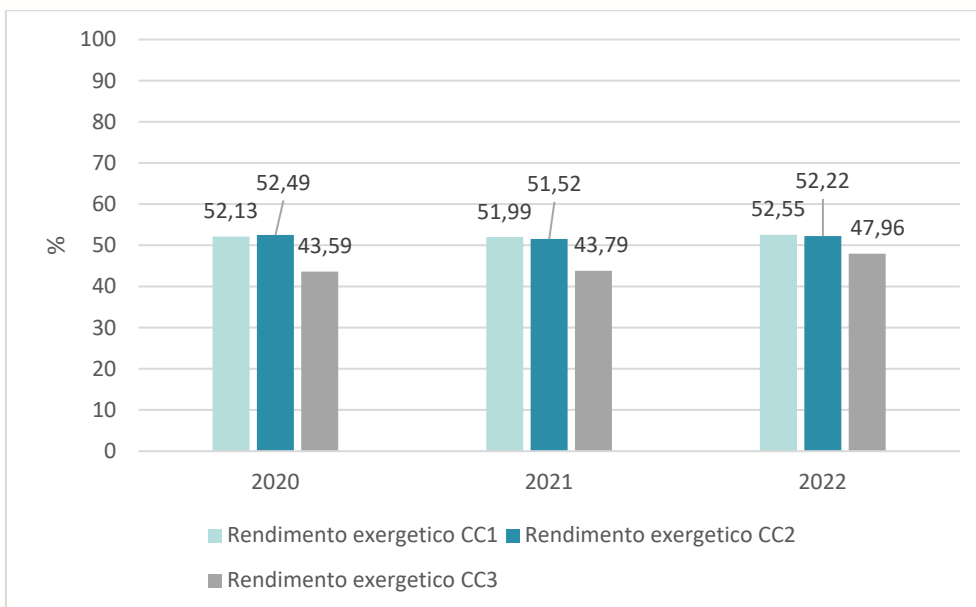


Figura 15 – Rendimento exergetico (storico)

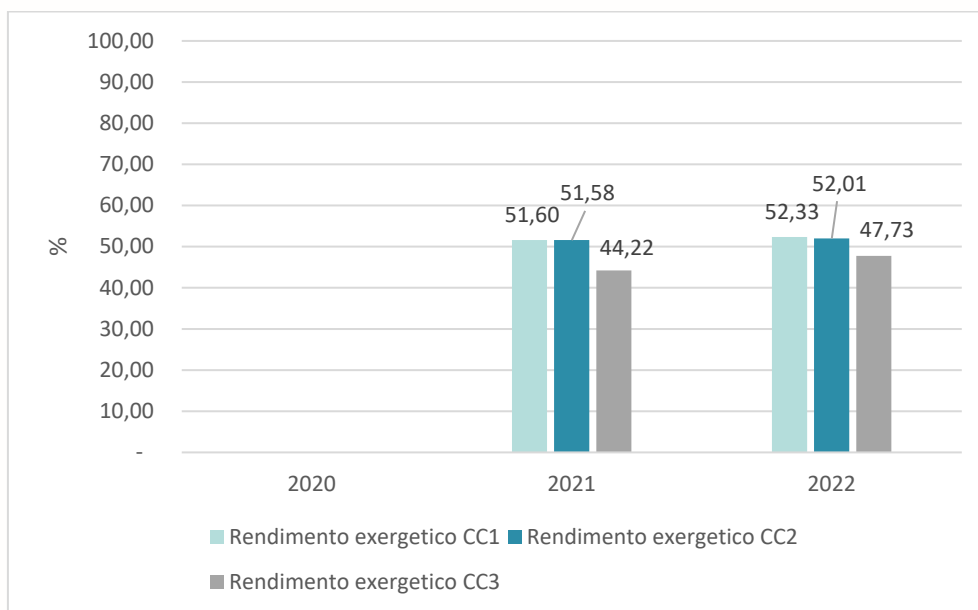


Figura 16 – Rendimento exergetico (teorico)

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 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	2020	2021	2022
Rifiuti pericolosi prodotti	t	119	71	23,7

Indicatore	UdM	2020	2021	2022
Rifiuti non pericolosi prodotti	t	215	161	86,1
Rifiuti recuperati	%	37,8	52,0	32,7
Rifiuti smaltiti	%	62,2	48,0	67,3

Tabella 11 - 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.

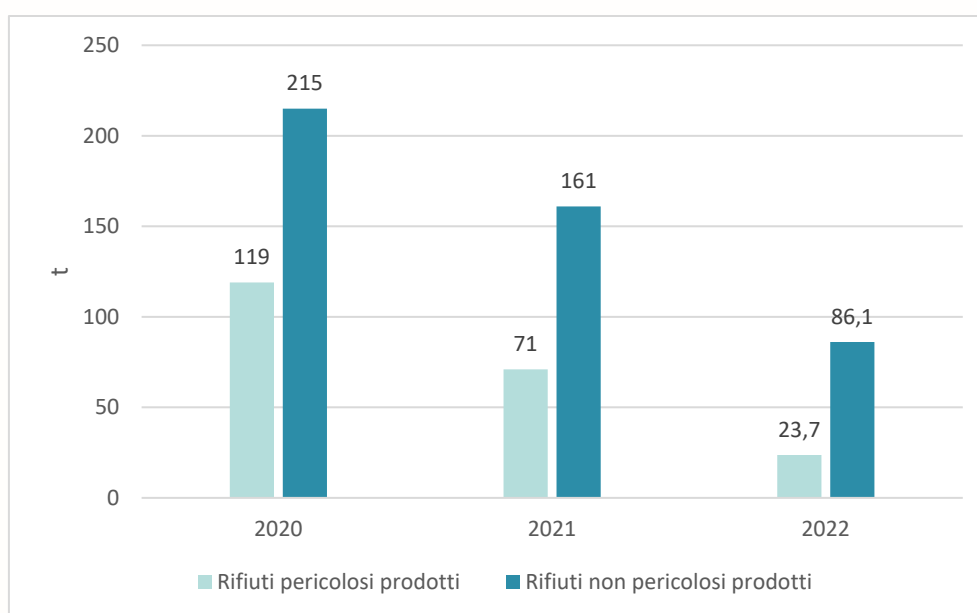


Figura 16 – Produzione rifiuti, differenziati tra pericolosi e non pericolosi

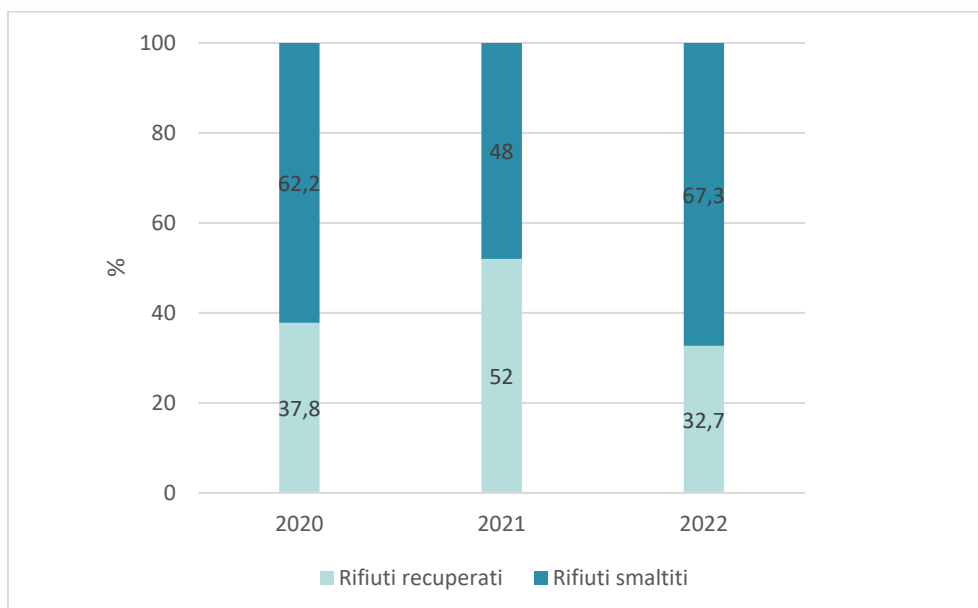


Figura 17 – Modalità di gestione dei rifiuti

Nel corso dell’anno 2022 si segnala un forte calo dei rifiuti sia pericolosi che non pericolosi, dovuto all’assenza nel corso dell’anno di fermate di manutenzione major e all’assenza di attività edili degne di nota.

Per quanto riguarda le operazioni di recupero e smaltimento, si segnala una diminuzione complessiva della percentuale di rifiuti recuperati 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.

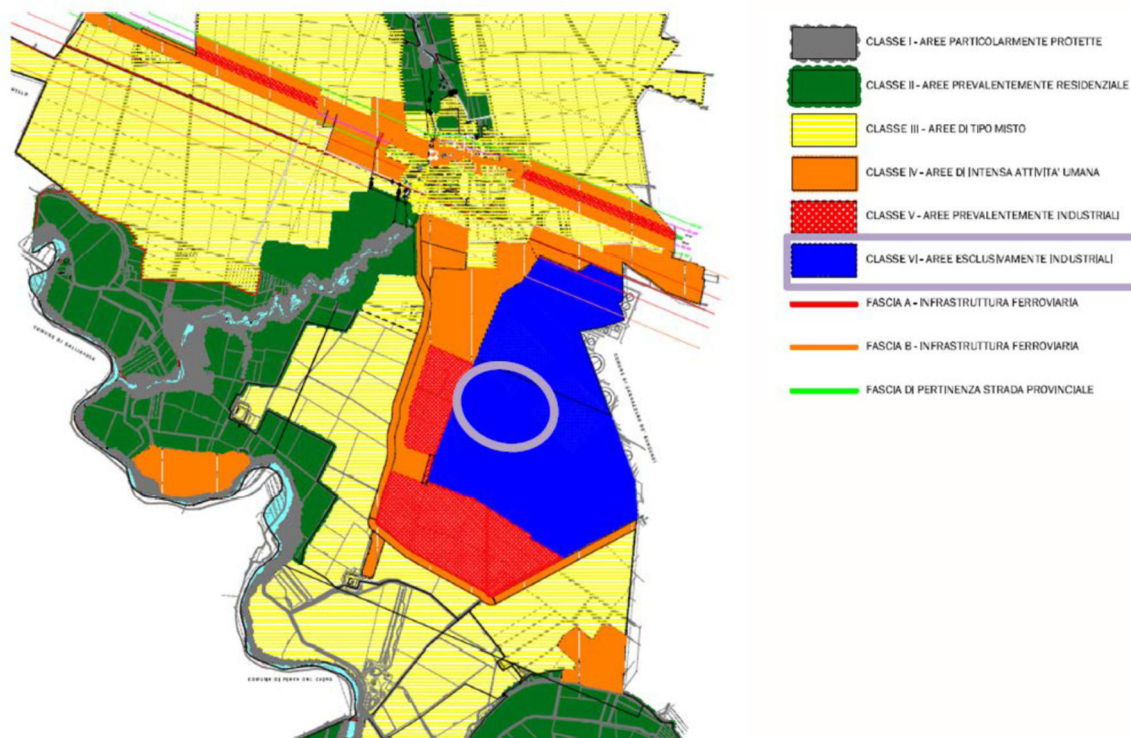


Figura 18: Estratto della Zonizzazione Acustica del Comune di Ferrera Erbognone

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 13: Valori limite assoluti di immissione

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 14: Valori limite di emissione

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

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.

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

	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	4	58,50		57,50		65
	24	59,00		57,20		65

	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	
(ore 6.00 - 22.00)	R1		48,50		45,80	65
	R2		43,50		40,20	55
	R3		47,00		40,30	60
	R4		44,50		40,60	60
	R5		46,50		44,90	60
	R10		47,00		39,70	60
	R11		48,00		43,20	65
Periodo notturno (ore 22.00 - 6.00)	4	59,50		58,10		65
	24	59,00		57,70		65
	R1		53,50		52,00	55
	R2		42,50		41,70	45
	R3		45,00		41,40	50
	R4		41,50		39,40	50
	R5		46,50		45,60	50
	R10		42,50		40,20	50

	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	
	R11 ²		n.a.		n.a	55

La campagna di monitoraggio acustico effettuata nel 2022 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 R11, non è stato possibile effettuare la verifica in periodo notturno, in quanto presso il Centro Sportivo era in funzione un impianto (pompa) tale da influenzare fortemente il punto di misura;
- i 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 31/12/2022 il sito conferma il suo status di amianto free.

² Non è stato possibile effettuare la verifica in quanto in corrispondenza del Centro Sportivo era in funzione un impianto (pompa) che ha influenzato il dato rilevato dal punto di misura



Dichiarazione Ambientale
Allegato 4
Centrale di Ravenna
Mantenimento Registrazione



Dati tecnici aggiornati al 31-12-2022

Indice

Centrale di Ravenna	3
La società e l'assetto organizzativo	3
Descrizione della centrale	4
Interventi impiantistici	7
Principali accadimenti ambientali	8
Procedimenti ambientali	8
Inquadramento autorizzativo	11
Applicazione delle BAT	11
Gestione degli Stakeholder	12
Produzione	15
Aspetti ambientali caratterizzanti	17
Emissioni in atmosfera	20
Emissioni di macroinquinanti	20
Emissioni gas serra	23
Impiego di risorse naturali ed energetiche	27
Ciclo dell'acqua	27
Prelievi idrici	27
Scarichi idrici	30
Consumo di combustibili ed efficienza energetica	33
Rifiuti	36
Rumore ambientale	38
Amianto	41

Centrale di Ravenna

La società e l'assetto organizzativo

Nello Stabilimento di Ravenna trovano occupazione 76 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.

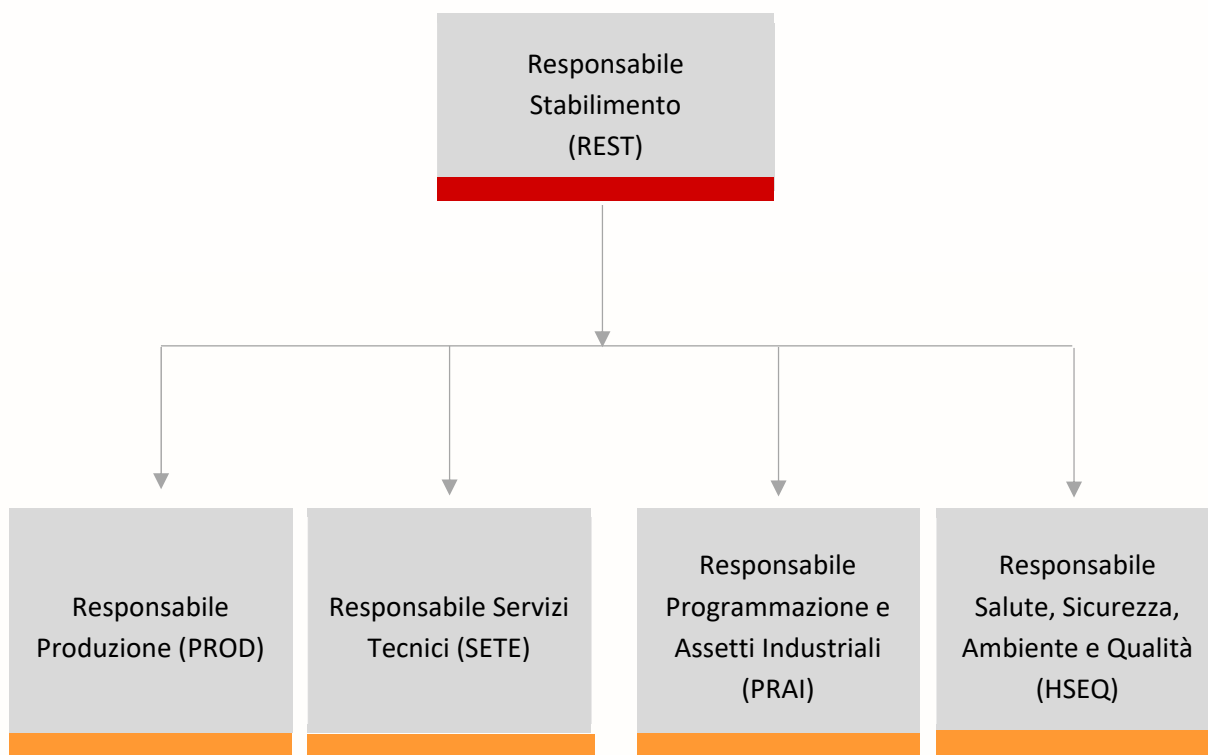


Figura 1 - Assetto organizzativo Enipower Ravenna

Descrizione della centrale

La centrale Enipower di Ravenna sorge su un'area di circa 9 ettari all'interno del sito petrolchimico multisocietario che comprende altri stabilimenti, alcuni dei 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.

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 ammodernamento, per dettagli si rimanda al paragrafo "interventi impiantistici".

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 12 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.



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

Nella seguente immagine è riportato il flusso di massa ed energia della centrale di Ravenna dell'anno 2022.

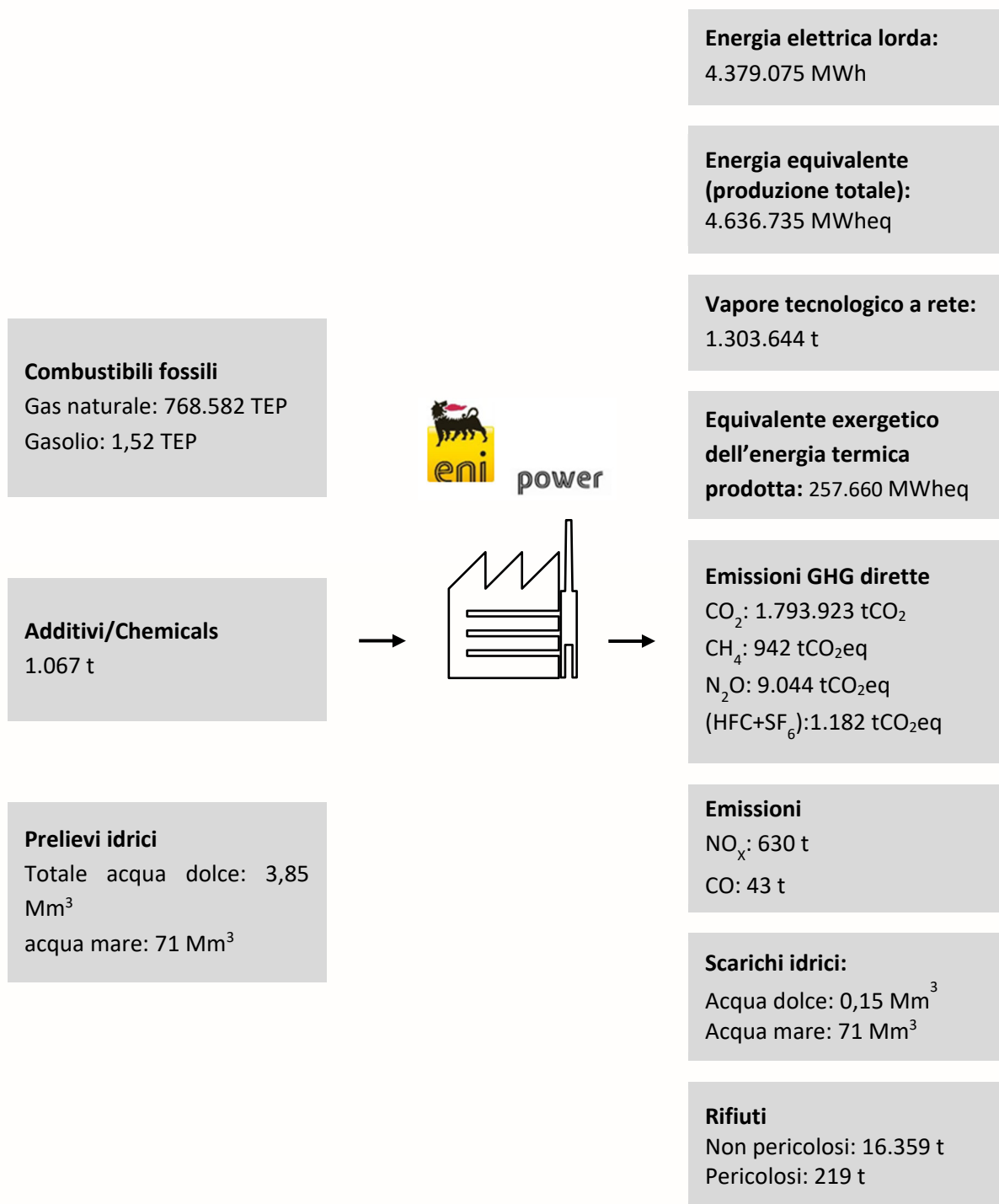


Figura 3 – Flusso di massa ed energia della centrale.

Interventi impiantistici

Nel corso dell'anno 2022 sono proseguiti i lavori di ammodernamento di alcune sezioni impiantistiche, avviati nel 2021.

- Prosecuzione lavori di installazione caldaia B600 - Nel corso del 2022 sono proseguiti i lavori iniziati nel mese di giugno 2021. Il progetto ha subito dei ritardi principalmente imputabili a difficoltà incontrate nella realizzazione delle opere edili. Le opere di fondazione sono comunque terminate nel 2022 con il completamento del corpo principale della Caldaia, del Camino e della Sezione Degasante. L'avvio della caldaia B600 è previsto per luglio 2023. La nuova caldaia avrà prestazioni ambientali superiori rispetto alla caldaia B400, in linea alle BATC di settore e costituirà una nuova fonte di alimentazione affidabile di utilities per lo stabilimento.
- 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. Si prevede, di poter installare i pannelli fonoassorbenti entro la fine dell'anno a valle dei lavori di adeguamento della stazione a seguito dell'installazione della caldaia B600.
- 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 Mm³/anno di prelievi di acqua dolce. Nel corso del 2022 sono stati avviati gli studi di ingegneria necessari a predisporre la documentazione propedeutica alla gara di appalto. Si prevede di poter assegnare l'ordine e iniziare i lavori entro l'anno 2023 per concludere le attività entro il 2024.
- Il progetto "peakers" prevede la sostituzione TG-501 con Nuove TG Capacity Strategy Italia: due moderni turboalternatori a gas con potenza termica complessiva inferiore e potenza nominale complessiva di ca. 130 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 NOx. 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 si è avuto nel 2022 con l'inizio delle opere di fondazione. Ad oggi la

messa in esercizio delle nuove turbine a gas è prevista per fine 2023, dopo la messa in esercizio della caldaia B600.

- 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 prevede la realizzazione di una Trivellazione 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 e si conta entro il primo semestre dell'anno di terminare la sostituzione dei vecchi cavi.
- Previa comunicazione ai sensi del DPR 151/2011 e s.m.i., al 13/05/2022 si sono resi disponibili all'utilizzo due serbatoi di rifiuti liquidi (olio esausto e olio dielettrico), i quali, però, non sono stati eserciti nel 2022.

Principali accadimenti ambientali

Nel 2022 la centrale di Ravenna non ha vissuto eventi con dirette ricadute ambientali.

Con nota protocollo Enipower 35-2022-FC-VP del 04/03/2022 è stata trasmessa comunicazione informativa agli Enti circa l'apertura dell'interruttore di collegamento della sottostazione elettrica Enipower 400kV alla RTN (linea ERA 400kV), situazione che ha comportato come unico effetto la marcia di pochi minuti al di sotto del minimo tecnico per i due cicli combinati CC1 e CC2, senza determinare ulteriori impatti.

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 enipower ha iniziato anche 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 far girare il Modello Concettuale di sito simulando l'influenza degli emungimenti con una eventuale migrazione dei contaminanti in falda. Il modello Concettuale ha permesso di verificare la ammissibilità degli emungimenti di progetto. Gli esiti di tali studi sono stati sottoposti agli enti competenti proponendo e attuando dei piani di monitoraggio integrativi sia in sola 19 che in isola 11 ai quali si è dato corso nel corso del 2022.

Bonifica della falda

Relativamente allo stato generale della falda del sito multisocietario, nel 2022 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 2022 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.

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, non è 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 2022 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 (quindi non più in una situazione di piena integrità e senza soluzione di continuità tra le diverse tipologie) e i singoli campioni inviati al laboratorio analisi per verificarne composizione e caratterizzarli come rifiuto. Da tali analisi è emerso che alcuni fogli contengono amianto si è perciò cercato di ricostruirne la provenienza e l'utilizzo, risalendo al fornitore.

Tutti i fogli grafitati (compresi ovviamente quelli con presenza di amianto) nel frattempo sono stati confezionati in un big bag chiuso e contenuto all'interno di un altro contenitore a tenuta, il tutto depositato in una area esterna, delimitata e correttamente identificata.

Queste sono le attività pianificate:

- Effettuazione di monitoraggio ambientale presso il piano superiore della scaffalatura locale magazzino officina meccanica dove erano depositati i fogli (ve ne sono attualmente ancora presenti altri di altra tipologia) ed è presente la macchina per il taglio delle guarnizioni;
- Il campionamento verrà effettuato sia nei fogli presenti in officina meccanica che nel magazzino (questi risultano di tipologia e fornitore diverso);
- Procedere alla depolverizzazione e pulizia dell'area.
- Certificazione ambientale delle Aziende dell'Ambito Produttivo Omogeneo dell'area chimica ed industriale ravennate

Nel corso del 2022, in continuità con gli anni passati, è stato redatto il rapporto ambientale, includendo i dati del 2021, per il mantenimento dell'attestazione EMAS nell'ambito del comparto Distretto Chimico Industriale Ravenna e che vede la partecipazione di 17 aziende del territorio conseguita nel 2019. È il primo attestato rilasciato in Italia per il settore Chimico-petrolchimico, energia e servizi ambientali connessi. Il Distretto Produttivo di Ravenna è costituito dall'unione di realtà e ambiti produttivi differenti fra loro, accomunati dall'ubicazione nel medesimo sito industriale-portuale di Ravenna e da una serie di servizi e infrastrutture comuni e programmi di monitoraggio ambientale gestiti in modo unitario e consortile. L'associazione EMAS Ravenna raggruppa la partecipazione di 17 aziende con la partnership della Camera di Commercio e di Confindustria Ravenna. È stata dunque redatta una Analisi Ambientale Iniziale, definita una Politica Ambientale ed un Programma di Miglioramento.

- Protocollo d'intesa per la gestione della rete di monitoraggio della qualità dell'aria

Nel mese di dicembre 2022 è scaduto il protocollo d'intesa tra la Provincia di Ravenna, il Comune di Ravenna, Confindustria Romagna e le aziende dell'area industriale di Ravenna per la gestione della rete privata di monitoraggio della qualità dell'aria. Nelle more del rinnovo dello stesso le attività vengono comunque svolte secondo gli accordi vigenti nel precedente protocollo.

Sono in corso le attività e gli incontri per definire il rinnovo del protocollo per il triennio 2023-2025 coordinate dalla Sezione Ambiente di Confindustria Ravenna

E' in via di definizione una bozza del nuovo protocollo che sarà sottoposto alle società aderenti con le proposte di adeguamento della rete di rilevamento in via di definizione.

Tale rete di monitoraggio privata, le cui stazioni di rilevamento sono collocate in punti significativi per monitorare le ricadute delle emissioni dell'area industriale di Ravenna, è attualmente costituita da 6 stazioni fisse con strumentazione per il controllo delle sostanze inquinanti, una stazione meteorologica

e da un centro di acquisizione ed elaborazione dati. La rete privata si interfaccia con la rete di proprietà pubblica gestita da ARPAE.

RSI si configura ancora come gestore tecnico della rete di monitoraggio privata

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 2022 è stato inoltre caratterizzato dall'applicazione del nuovo Piano di Monitoraggio e Controllo e, conseguentemente, da una profonda revisione degli strumenti di registrazione delle informazioni.

Nel corso del 2022 si è inoltre dato corso alle attività per il rispetto delle prescrizioni derivanti dai provvedimenti autorizzativi per la costruzione e l'esercizio dei nuovi impianti-

In relazione al rispetto della conformità legislativa, come previsto dalla precedente Autorizzazione Integrata Ambientale DVA-DEC-2012-0000337, il Gestore ha presentato in data 29/04/2022 la Comunicazione Annuale e la Dichiarazione di conformità.

Nei mesi di novembre e dicembre 2022 ha avuto luogo l'ispezione periodica per la verifica del rispetto delle prescrizioni AIA. Le verifiche, alle quali hanno partecipato ISPRA e ARPAE, hanno riguardato sia verifiche documentali che ispezioni in campo e campionamenti degli scarichi idrici. Durante l'ispezione non sono emerse situazioni di criticità o situazioni di non rispetto delle prescrizioni. Sono state rilasciate quattro "condizioni" per il gestore in fase di gestione/risoluzione

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 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 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 sottostante.

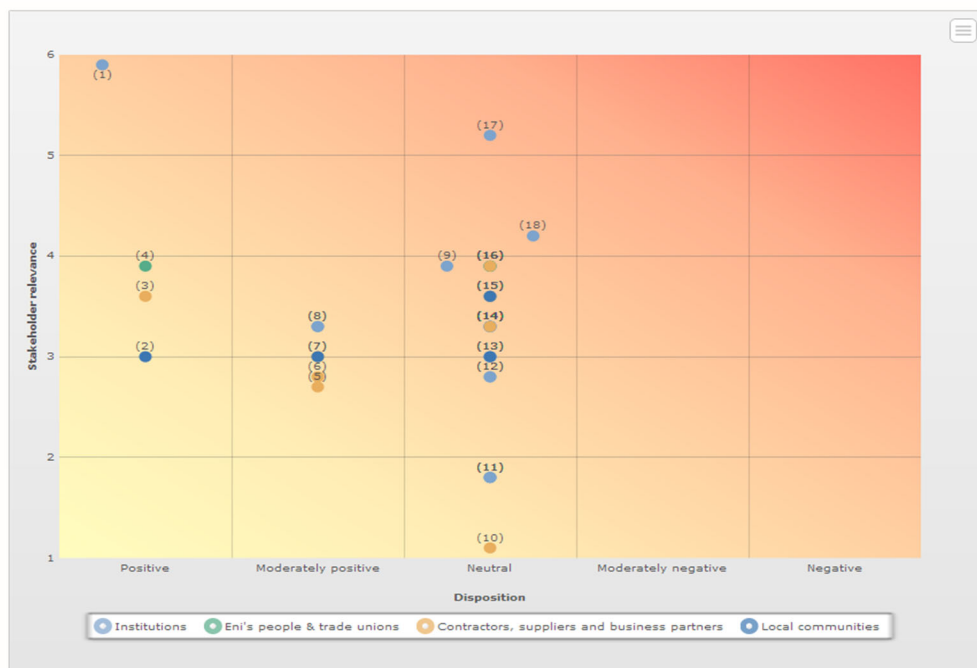


Figura 4 - Output del software SMS

Per quanto riguarda gli stakeholder interni, l'unica variazione rispetto all'anno precedente riguarda la società Regatta Investments Spa, che nel corso del 2022 è entrata nell'azionariato di Enipower.

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;
- 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 2022 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
- 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 2022, sono state:

- CC1: minor inspection nel periodo 1-18 agosto. La fermata di manutenzione inizialmente programmata dal 27 novembre al 9 dicembre è stata anticipata considerato il periodo di fermo impianto di due mesi causato dal danneggiamento del cavo di collegamento alla sottostazione come sotto specificato. Questo al fine di non generare ulteriori periodi di indisponibilità del gruppo
- CC2: Major Overhaul da 1 aprile al 3 maggio
- TG501: short inspection dal 9 al 13 maggio e successive attività di manutenzione programmata in ombra alla fermata del circuito acqua mare (eseguito dal 2 al 30 settembre)

Nel 2022, inoltre, sono accaduti due eventi che hanno provocato un'indisponibilità prolungata sui cicli combinati:

- Il rilevamento di un foro sulla tubazione interrata di alimentazione del gas naturale al CC2, in occasione della ripartenza dalla Major. Tale evento, collegabile ad una non corretta installazione della tubazione in fase di costruzione della centrale, ha richiesto il prolungamento di circa un mese della fermata del CC2 per la realizzazione di una nuova tubazione gas fuori terra.
- Il danneggiamento dei cavi a 380 kV di collegamento del CC1 alla sottostazione elettrica, da parte di RSI, durante i lavori per la realizzazione di due piezometri. La riparazione ha reso necessario un fermo impianto di circa due mesi.

Le due accidentalità sopra descritte hanno richiesto un particolare effort sulle unità organizzative di sito per contenere l'indisponibilità.

Di seguito, sono indicate le produzioni dello stabilimento di Ravenna, suddivise per tipologia per il triennio 2020-2022.

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 gli impianti. **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 2020-2022, rappresentati nei due grafici successivi.

Indicatore	UdM	2020	2021	2022
Produzione energia elettrica lorda	MWh	4.357.136	4.735.447	4.379.075
Produzione energia elettrica netta	MWh	4.257.360	4.633.352	4.284.531
Equivalente exergetico dell'energia termica prodotta	MWheq	319.094	339.344	257.660
Energia elettrica equivalente (produzione totale)	MWheq	4.676.230	5.074.791	4.637.735

Tabella 1 Produzione di energia

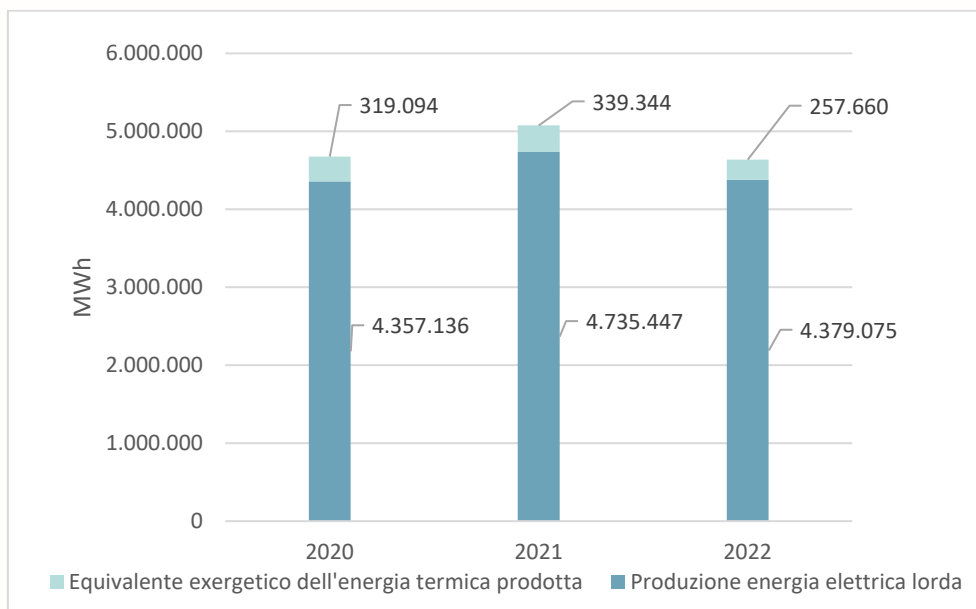


Figura 5 – Produzioni annue di energia elettrica lorda ed equivalente exergetico dell'energia termica prodotta

Tuttavia, i valori di produzione del 2022 sono inferiori a quelli del 2021 principalmente per effetto dei due eventi di indisponibilità accidentale sul CC1 e CC2 sopra indicati. I valori del 2022, però, nonostante le accidentalità, sono in linea con quelli del 2020, per il fatto che la minore marcia è stata compensata da un maggiore fattore di carico.

Differisce invece la motivazione legata alla diminuzione dell'exergia che è anche dovuta a una modalità di ricalcolo del contributo del vapore generato dal gruppo TG501/TD300 (da vapore "prodotto" a "immesso in rete", valorizzato, in modo più conservativo con riferimento al rendimento dell'unità, ai differenti livelli di pressione di cessione).

Aspetti ambientali caratterizzanti

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

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
Emissioni in atmosfera fuggitive/diffuse	Inquinamento atmosferico	basso
	Aumento effetto Serra	basso
Rifiuti e sottoprodotti	Inquinamento del suolo/sottosuolo	basso
Effluenti liquidi/scarichi idrici	Inquinamento delle acque e sedimenti	medio
Interazioni con suolo e sottosuolo (rilasci nel terreno, uso del suolo, rilasci nel sottosuolo, ecc.)	Inquinamento del suolo/sottosuolo	basso
Rumore e Vibrazioni	Peggioramento del clima acustico	medio
Sostanze contenenti PCB/PCT	Inquinamento del suolo/sottosuolo	N/A
	Inquinamento delle acque	N/A
	Distruzione di flora/fauna, perdita biodiversità	N/A
Odori	Inquinamento odorigeno	basso
Impatto visivo	Inquinamento visivo e paesaggistico	basso
Elettromagnetismo	Inquinamento elettromagnetico	basso
Radioattività	Contaminazione radioattiva	basso
Amianto	Inquinamento atmosferico	basso
	Danni alla salute	basso
Occupazione di suolo	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
Consumo di materie prime	Riduzione consumi energetico tramite ottimizzazione estrazione condensato e reintegro demi CC1-CC2	Mediamente significativo	P2
Consumo di materie prime/ Emissioni puntuali in atmosfera	Riduzione delle emissioni di NO _x , CO ₂ e CO tramite l'ammmodernamento degli impianti (B600 e peakers)	Mediamente significativo	P2
Consumo di risorse idriche	Risparmio Idrico tramite modifiche impiantistiche allo scopo di recuperare laddove possibile la risorsa acqua. In particolare, i possibili punti sono: <ul style="list-style-type: none"> ▪ serbatoi raccolta spurghi di caldaia ▪ cabinato analisi ▪ flussaggio valvola rompivuoto TV ▪ acqua di sigillo pompe del vuoto 	Mediamente significativo	P2
Consumo di risorse idriche	Revamping impianto TAC gestito da RSI	Mediamente significativo	P2
Rifiuti e sottoprodotti	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 vapore, ma deriva principalmente dalle attività di manutenzione.

L'uso del suolo si ritiene scarsamente significativo in ragione delle dimensioni ridotte della centrale, rapportate all'area del sito multisocietario.

Nello Stabilimento 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_x**, 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_x**, con cui si riporta la quantità massica annua di NO_x emessa. Il dato fa riferimento alle emissioni totali (regime + transitori).
- **Indice di emissione NO_x**, con cui si intende il rapporto tra l'indicatore "Emissioni NO_x" 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).
- **Indice di emissione CO**, con cui si intende il rapporto tra l'indicatore "Emissioni 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. .

Indicatore	Impianto	UdM	2020	2021	VLE (fino al 17/08/2021)	2022			VLE (dal 29/09/2021)
						max orario	max giornaliero	medio annuale	
Emissioni di macroinquinanti: <u>concentrazione di CO e NO_x</u>	CC1	mg/Nm ³ NO _x	14,53	16,38	50 orari	34,62	32,22	18,15	50 orari 35 giornalieri 30 annuali
	CC1	mg/Nm ³ CO	0,69	0,99	30 orari	9,95	4,67	0,99	30 orari 20 giornalieri 10 annuali
	CC2	mg/Nm ³ NO _x	23,25	19,27	50 orari	30,26	24,41	17,43	50 orari 35 giornalieri 30 annuali
	CC2	mg/Nm ³ CO	1,58	1,63	30 orari	5,77	2,26	1,27	30 orari 20 giornalieri 10 annuali
	TG501	mg/Nm ³ NO _x	35,73	35,11	75 giorno	n.a.	39,81	22,14	50 giornalieri 45 annuali
	TG501	mg/Nm ³ CO	5,24	4,21	30 giorno	n.a.	3,11	1,15	30 giornalieri 10 annuali

Tabella 4 Medie annuali delle concentrazioni dei macroinquinanti

Di seguito si riportano si riportano gli andamenti massici delle emissioni di CO e NO_x.

Indicatore	UdM	2020	2021	2022
Emissioni di macroinquinanti: quantità di NO _x	t/anno	613,00	594,00	630
Emissioni di macroinquinanti: quantità di CO	t/anno	58,00	57,00	43
Indice emissione NO _x	g/kWheq	0,131	0,117	0,136
Indice emissione CO	g/kWheq	0,0124	0,0112	0,0092

Tabella 5 Emissioni massiche dei macroinquinanti e indici di emissione

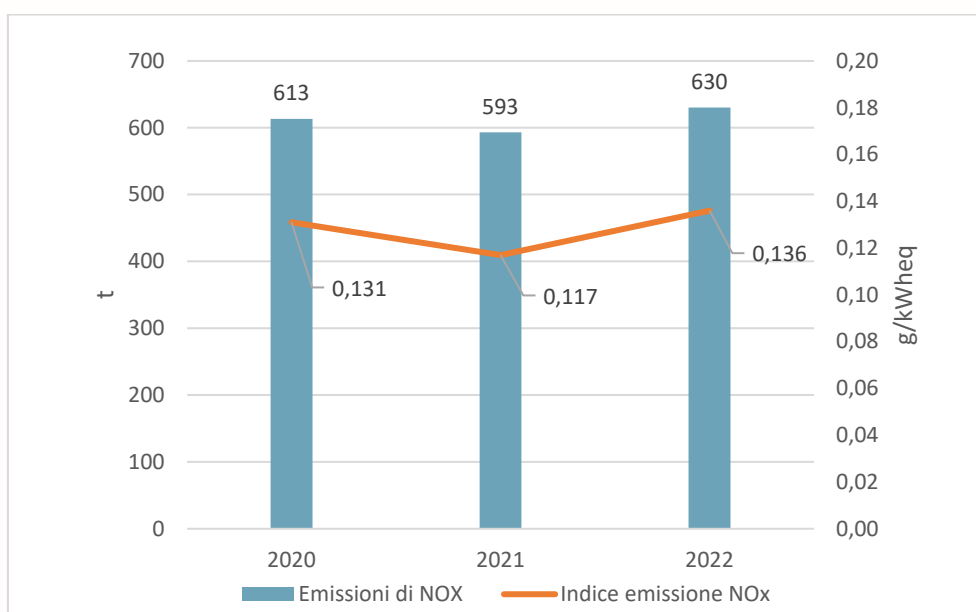


Figura 6 – Emissioni in atmosfera di NO_x: quantità e indice di emissione

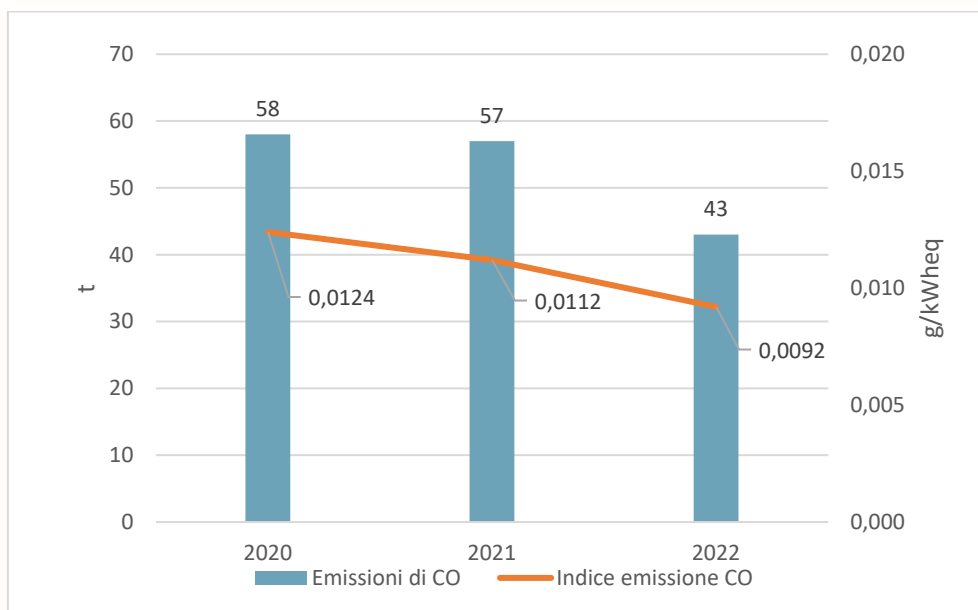


Figura 7 – Emissioni in atmosfera di CO: quantità e indice di emissione

Le emissioni massiche di NOx e l'indice di emissione si mantengono pressoché costanti nel tempo. Il valore del 2021 è leggermente inferiore a causa di una minore marcia del TG501.

Le emissioni massiche di CO e l'indice di emissione si mantengono pressoché costanti nel tempo. Il valore del 2022 è leggermente inferiore rispetto agli anni precedenti a causa di una minore marcia del TG501 e di un maggior fattore di carico dei cicli combinati, con conseguente maggior efficienza di generazione.

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 Annuie è in fase di approvazione da parte del Comitato Nazionale per la gestione della direttiva 2003/87/CE.

Nell'ambito della partecipazione al quarto periodo di adempimento del Sistema Europeo di Emission Trading relativo allo scambio di quote di emissione di CO₂ ai sensi della Direttiva 2003/87/CE, la centrale di Ravenna nel 2022 ha ottenuto, nei tempi previsti, la certificazione delle emissioni dell'anno precedente da parte dell'ente esterno di verifica.

Per il 2022 le emissioni di CO₂ certificate sono state 1.793.923.

Dichiarazione Ambientale: Allegato 4 - Ravenna

Nel corso dell'anno 2022 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ e CO₂ equivalente da CH₄, N₂O e gas fluorurati.
- **Emissioni di CO₂**, con cui si indica il quantitativo annuo di emissione totale di CO₂, ottenuto dalla somma della CO₂ certificata (ETS) e quella dovuta alla mobility.
- **Emissioni di CH₄**, con cui si indica il quantitativo annuo di emissioni totali di CH₄, espresse in tCO₂eq/anno, e dovute a combustione e processo, fuggitive e venting.
- **Emissioni di N₂O**, con cui si indica annuo di emissioni totali di N₂O, espresse in tCO₂eq/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 CO₂.
- **Emissione di HCF**, con cui si indicano le emissioni di idrofluorocarburi.
- **Emissione di SF₆**, con cui si indicano le emissioni di esafluoruro di Zolfo.
- **Indice di emissione CO₂**, con cui si indica il rapporto tra l'indicatore "Emissioni CO₂" e l'indicatore "Energia elettrica equivalente (produzione totale)".
- **Indice 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 di Ravenna

Indicatore		UdM	2020	2021	2022
Emissioni GHG totali		tCO ₂ eq/anno	1.820.690	1.933.921	1.805.091
Emissioni CO ₂		t/anno	1.810.142	1.922.386	1.793.923
Emissioni CH ₄	Totali	tCO ₂ eq/anno	994	1.004	942
	Da combustione e processo	t/anno	34,78*	36,74	34,07
	Fuggitive	t/anno	4,98	2,27	2,81
	Venting	t/anno	0	1,14	0,80
Emissioni N ₂ O		tCO ₂ eq/anno	9.235	9.755	9.044
		t/anno	30,99	32,73	30,35
Totale fluorurati		tCO ₂ eq	319	776	1.182
HFC		kg	0	32,5	29,70
SF ₆		kg	14	32	50

* Dato modificato rispetto alla precedente Dichiarazione Ambientale

Tabella 6 - Emissioni gas serra

Nel complesso, il peso della CO₂ equivalente di derivazione dalle 4 sostanze citate, risulta esiguo rispetto alla CO₂ prodotta dalla combustione del gas naturale per la produzione di energia elettrica. Infatti, si hanno 1.805.048 t di CO₂ equivalente totale contro 1.793.923 t di CO₂ da combustione e processo.

Indicatore	UdM	2020	2021	2022
Indice emissione CO ₂	gCO ₂ /kWh _{eq}	387	379	387
Indice emissione GHG	gCO _{2eq} /kWh _{eq}	389	381	389

Tabella 7 - Indici di emissioni CO₂ e GHG

Nel grafico sottostante è riportata la variazione dell'indice emissivo di CO₂ e GHG, rapportati alla produzione di energia elettrica nel triennio di riferimento.

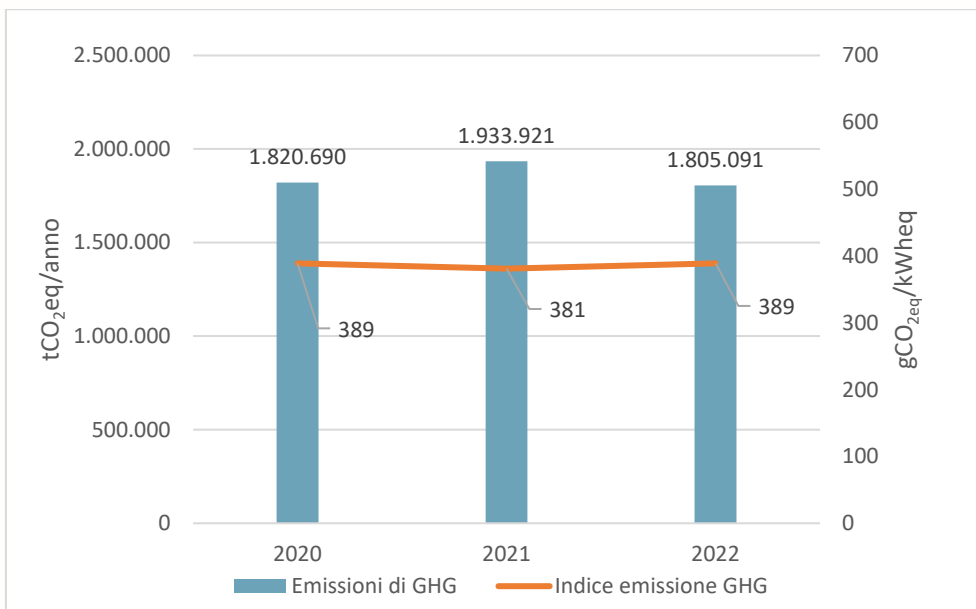


Figura 8 - Emissioni in atmosfera di GHG totali: quantità e indice di emissione

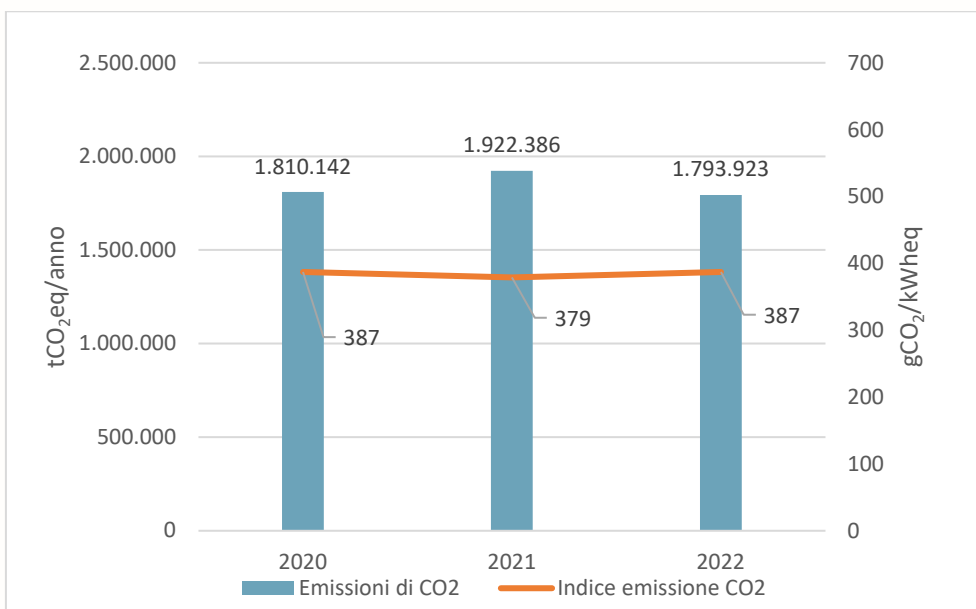


Figura 9 - Emissioni in atmosfera di CO₂: quantità e indice di emissione

L'andamento delle emissioni di CO₂ è correlato a quello della produzione di energia: il valore del 2022 è inferiore a quello del 2021 per effetto delle due accidentalità rilevanti occorse su CC1 e CC2. L'indice di emissione si mantiene invece pressoché invariato, con un leggero peggioramento nel 2022 rispetto al 2021, a causa del maggiore 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.

Anche le emissioni di SF₆, in linea con gli anni precedenti, sono da attribuire alle normali operazioni di rabbocco per perdite fisiologiche e non sono state causate da eventi/incidenti particolari.

Dal 2021 vengono rendicontate anche le emissioni di metano da Venting. In Enipower il Venting di metano si ha in occasione delle fermate dei gruppi, quando per motivi di sicurezza si apre la valvola di sfiato a monte delle valvole di blocco del gas, e in occasione di lavori di manutenzione a seguito delle bonifiche delle tubazioni. Ai fini della rendicontazione viene calcolato il volume di metano presente nelle tubazioni in funzione del numero di eventi/anno.

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 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 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 per la vendita agli utenti; quindi, l'analisi del suo utilizzo costituisce un punto di attenzione particolare per quanto riguarda l'impiego della risorsa idrica.

Dichiarazione Ambientale: Allegato 4 - Ravenna

L'acqua mare viene utilizzata solo per il raffreddamento, perciò la quantità prelevata viene interamente restituita; essa viene prelevata dal canale Candiano ed inviata per caduta alla vasca di raccolta della centrale termoelettrica. Da qui, tramite apposite pompe, viene inviata ai condensatori delle turbine dei vecchi gruppi di produzione. Quindi viene restituita al corpo idrico esterno.

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. I consumi di acqua dolce nell'anno 2022 sono in linea con l'anno precedente.

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 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;
- **Indice 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 valorizza due flussi, reimmessi nel circuito RSI e riutilizzate quindi nel ciclo idrico del sito multisocietario:

- condense convogliate a recupero in circuito RSI;
- acqua dolce di raffreddamento a recupero in impianto antincendio RSI.

Indicatore	UdM	2020	2021	2022
Totale Acqua dolce prelevata	Mm ³	4,3	4,4	3,8
Acqua dolce prelevata da acquedotto o cisterna	Mm ³	0,0025	0,0021	0,0023
Acqua demi/industriale proveniente da terzi	Mm ³	4,3	4,4	3,8
Indice di prelievo idrico	m ³ /MWheq	0,919	0,867	0,819

Indicatore	UdM	2020	2021	2022
Acqua di mare prelevata	Mm ³	53,9	61,3	71,0

Tabella 8 - Volumi di acqua prelevata e indice di consumo

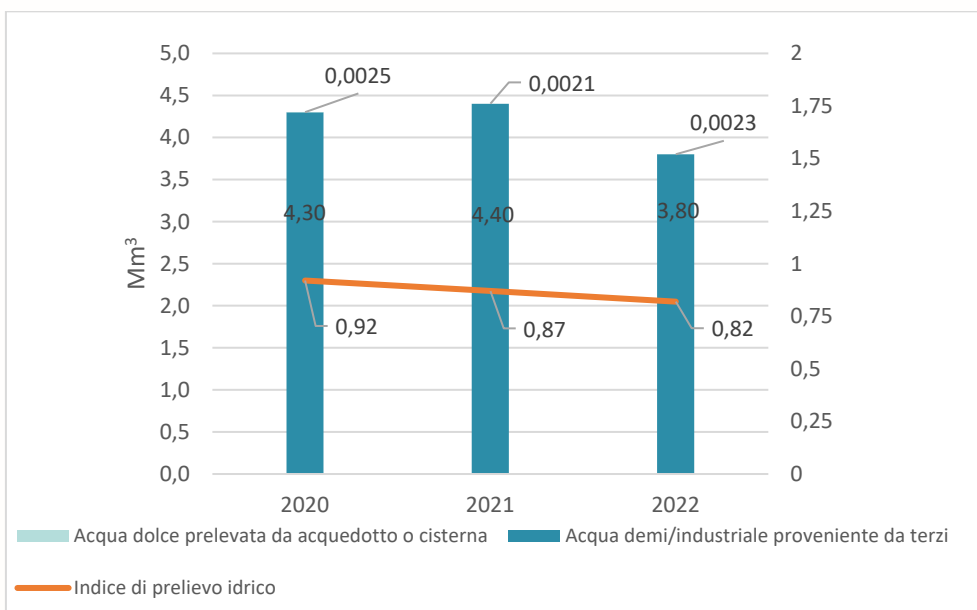


Figura 10 – Prelievi idrici di acqua dolce

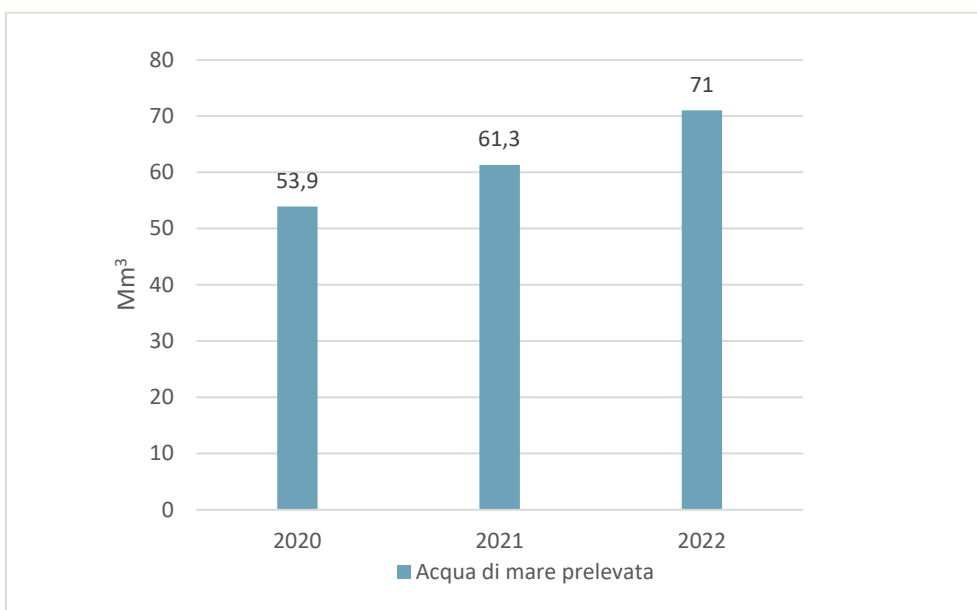


Figura 11 - Prelievi idrici di acqua di mare

La leggera riduzione dell'acqua dolce da terzi nel 2022, invece, è dovuta alla minore marcia dei cicli combinati nel periodo estivo (a causa dei due eventi di indisponibilità accidentale sulla tubazione del gas naturale del CC2 e dei cavi 380 kV del CC1) e, di conseguenza, ad una minore quantità di acqua necessaria per il raffreddamento nelle torri evaporative.

Il consumo di acqua mare si compone di un contributo indipendente dall'esercizio del TG501 e delle turbine a vapore e consiste nella marcia continua delle pompe (per preservare i circuiti e per mantenere il livello della vasca mare sotto il livello idrostatico di stabilimento), nonché di un ulteriore contributo legato sia alle caratteristiche climatiche (temperatura dell'acqua) che alle condizioni di esercizio delle turbine. Il trend in crescita del 2022 rispetto agli anni precedenti è legato, principalmente, al fatto che la marcia del TG501 e della TD300 si è concentrata, rispetto al 2020 e 2021, nel periodo estivo, comportando, a causa della temperatura più alta dell'acqua, la necessità di incrementare la portata erogata

Anche l'indice di prelievo idrico (riferito soltanto all'acqua dolce prelevata) beneficia del maggior utilizzo del TG501 in quanto per la condensazione del vapore su questa sezione d'impianto si utilizza acqua mare.

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 due dei quali EP-06 ed EP-07, destinati esclusivamente alla raccolta di acque piovane; successivamente gli scarichi sono collettati nella rete delle acque inorganiche del sito multisocietario che ha come punto finale il pozzetto fiscale cointestato P22. Queste acque, definite inorganiche, sono poi convogliate all'impianto di trattamento fisico-chimico di proprietà di Herambiente, situato a ridosso del sito multisocietario. Il trattamento chimico fisico 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.

Questi scarichi sono regolamentati dalla determina dirigenziale della ARPAE n. DET-AMB-2018-6471 del 11/12/2018, cointestato a tutte le società presenti nel sito multisocietario di Ravenna, il quale recepisce il regolamento fognario del sito (il cui coordinamento è della società consortile R.S.I.).

Nel mese di dicembre 2021 è stata inviata da RSI per conto delle società coinsediate nel sito di Ravenna la domanda di rinnovo dell'autorizzazione. Nel contempo è stata data comunicazione che era in corso di predisposizione l'edizione 6 del regolamento fognario. Nel corso dell'iter di rinnovo del provvedimento autorizzativo per lo scarico delle acque reflue industriali inorganiche e meteoriche di

sito verso l'impianto di HERAmbiente S.p.A., ARPAE SAC ha 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 in questa sede ad effettuare l'aggiornamento del Regolamento fognario secondo tale nuova impostazione. Il nuovo regolamento entrerà in vigore con l'approvazione della AUA di RSI.

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 cointestato P22.

Nel 2022 sono state eseguite 4 campagne analitiche sui pozzetti fiscali contemplati dal regolamento fognario e sottoposti a controllo periodico delle acque fognarie Enipower, i cui risultati analitici sono stati conformi alla normativa ed al regolamento di gestione delle reti fognarie. Nel corso del 2021, a seguito del riassetto delle aste fognarie della vecchia CTE, per il pozzetto EP03 è stata richiesta una riomologazione classificandolo come pozzetto di scarico di sole acque meteoriche. Per tale pozzetto è stata richiesta ai fini del regolamento fognario la interruzione del monitoraggio periodico. Tale modifica è stata inoltre comunicata agli enti competenti.

È stata inoltre richiesta la sospensione del Campionamento del Pozzetto EP-01 che ricade in area lavori della Caldaia B600. Gli ultimi scarichi di processo che venivano collettati al pozzetto EP-01 dalla Caldaia B400 sono stati deviati sul collettore recupero condense in sala pompe e il pozzetto EP-01 è stato posto fuori esercizio.

Sarà ripristinato e reinserito nel monitoraggio periodico al termine dei lavori di costruzione della caldaia B600.

A differenza degli anni precedenti, nel 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	2020	2021	2022
Acqua mare per il raffreddamento	Mm ³	53,9	61,3	71,0
Acque dolci scaricate in fognatura	Mm ³	0,183	0,172	0,153

Tabella 9 - Scarichi idrici

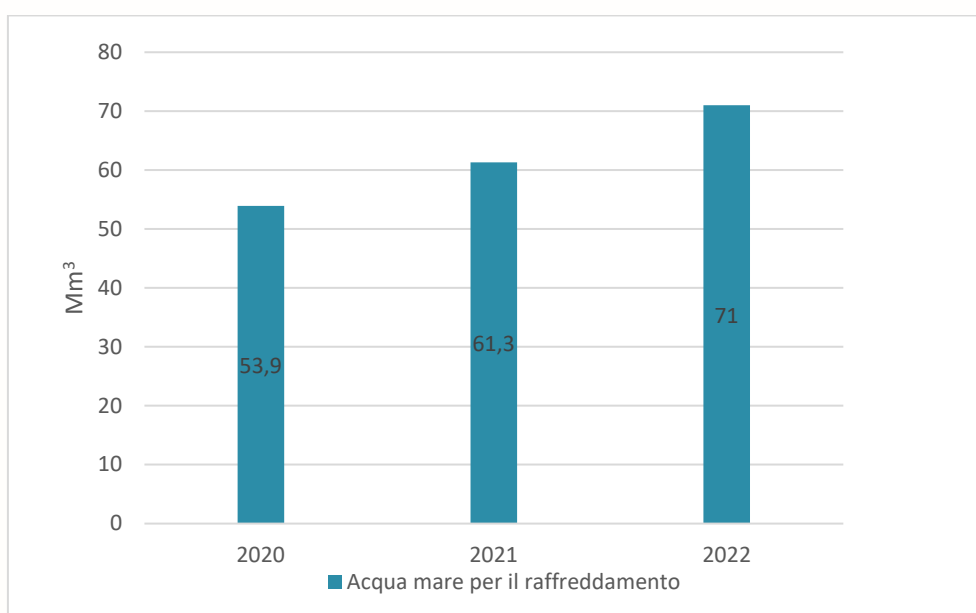


Figura 12 – Scarichi idrici

Si osserva che i dati degli scarichi in fogna di processo mostrano una riduzione nel 2022 sia in termini assoluti, che relativi.

Consumo di combustibili ed efficienza energetica

Lo stabilimento di Ravenna nel giugno 2022 ha mantenuto la conformità alla UNI EN ISO 50001:2018 da parte dell'ente certificatore. L'ottenimento e il mantenimento della certificazione sono conseguenti ad una attenta analisi dell'efficienza energetica dei processi di Ravenna, partendo dai dati energetici del 2015 aggiornandoli e valutandoli annualmente, in sede di Riesame della Direzione, fino al 31/12/2022.

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 nei gruppi elettrogeni 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 1° 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	2020	2021	2022
Consumo combustibili: Gas naturale	TEP	780.499	825.273	768.582
Consumo di combustibili: Gasolio	TEP	1,46	1,62	1,52
Fuel utilization	% (CC1)	59	59	58
	% (CC2)	56	60	59
	% (TG501)	63	63	66
Rendimento exergetico	% (CC1)	51,3	52,4	51,9
	% (CC2)	50,8	51,6	52,4

Indicatore	UdM	2020	2021	2022
	% (TG501)	39,8	38,3	39,5

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%.

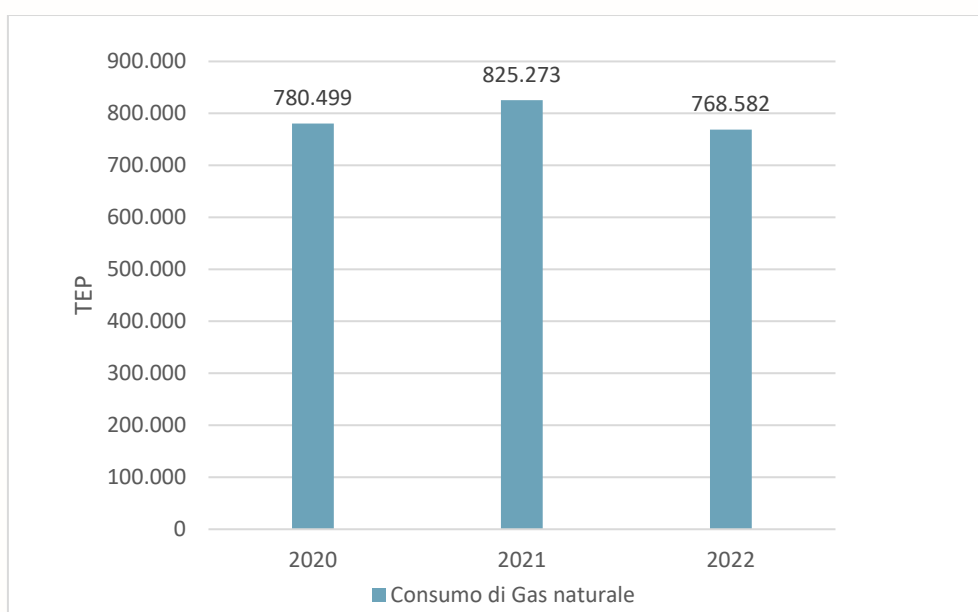


Figura 13 - Consumo di gas naturale

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 minor consumo di gas del 2022 rispetto al 2021 è determinato dai medesimi eventi illustrati a proposito della produzione di energia elettrica.

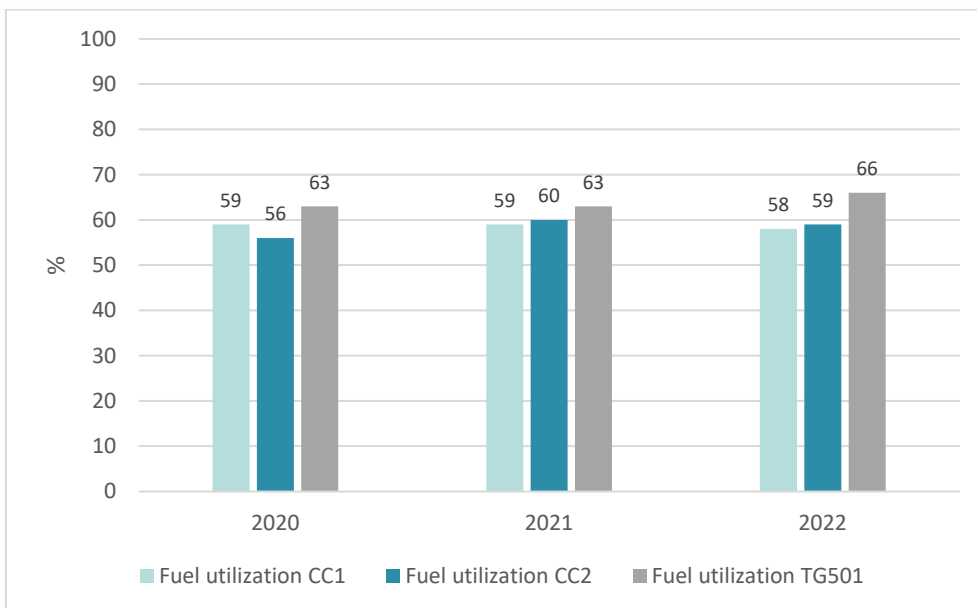


Figura 14 – Fuel utilization

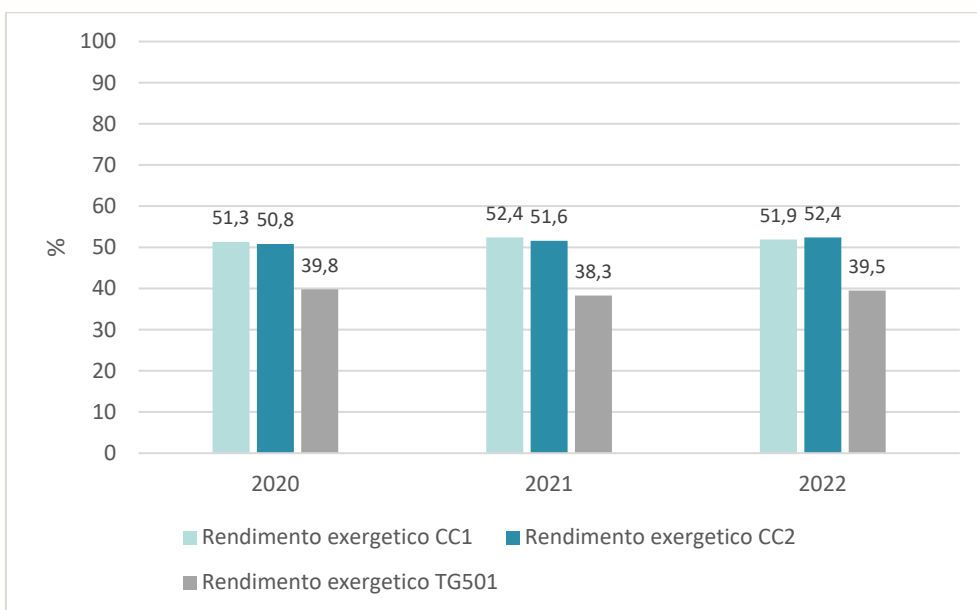


Figura 15 –Rendimento exergetico

I cicli combinati CC1 e CC2 presentano dei rendimenti lordi di generazione, con un andamento crescente nel tempo, coerentemente al fattore di carico. Nel 2022 il valore del CC2 ingloba anche un recupero di efficienza dovuto all’esecuzione di una Major Overhaul nel periodo marzo-aprile. Analogo recupero di efficienza si è registrato nel 2021 per il CC1, a seguito di Major Overhaul, che ha

comportato un contributo addizionale rispetto al maggiore fattore di carico del 2020; nel 2022 il fattore di carico è stato in linea al valore 2021, ma il rendimento è stato leggermente inferiore per il fisiologico degrado temporale.

Il rendimento di generazione del TG501 è meno correlato al fattore di carico rispetto ai cicli combinati, considerata la limitata possibilità di modulazione. Il valore del rendimento si è mantenuto costante nel corso degli anni, eccetto una modesta riduzione nel 2021, legata ad un maggiore utilizzo della turbina a vapore a condensazione TD300 che, non essendoci la prescrizione sul valore minimo di consumo netto di combustibile (che è stata introdotta con la nuova AIA a metà del 2021) era ottimizzata in funzione del favorevole scenario elettrico.

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	2020	2021	2022
Rifiuti pericolosi prodotti	t	138	259	219
Rifiuti non pericolosi prodotti	t	1.655	9.251	16.359
Rifiuti recuperati	%	52	89	95
Rifiuti smaltiti	%	48	11	5

Tabella 11 - 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.

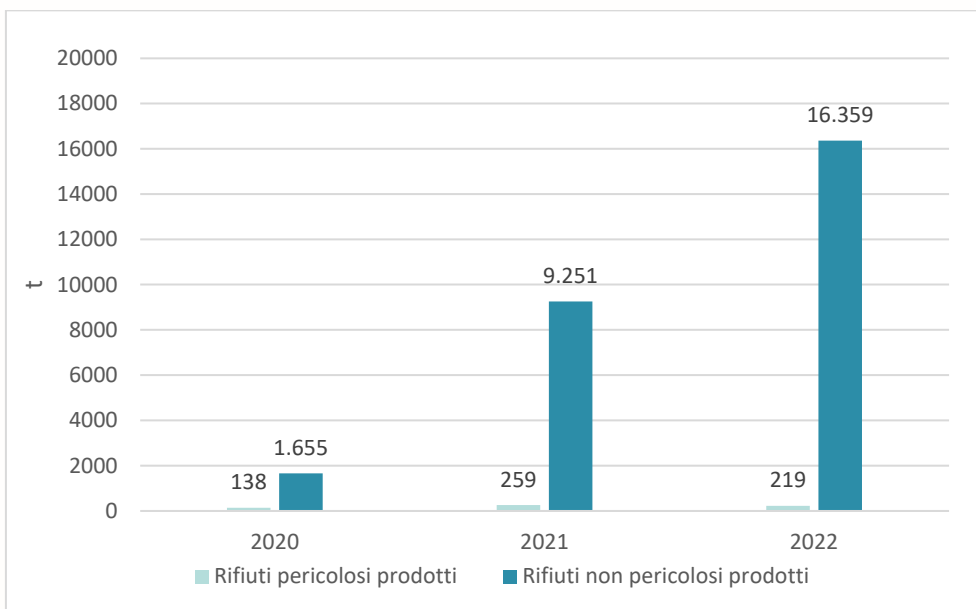


Figura 16 – Produzione rifiuti, differenziati tra pericolosi e non pericolosi

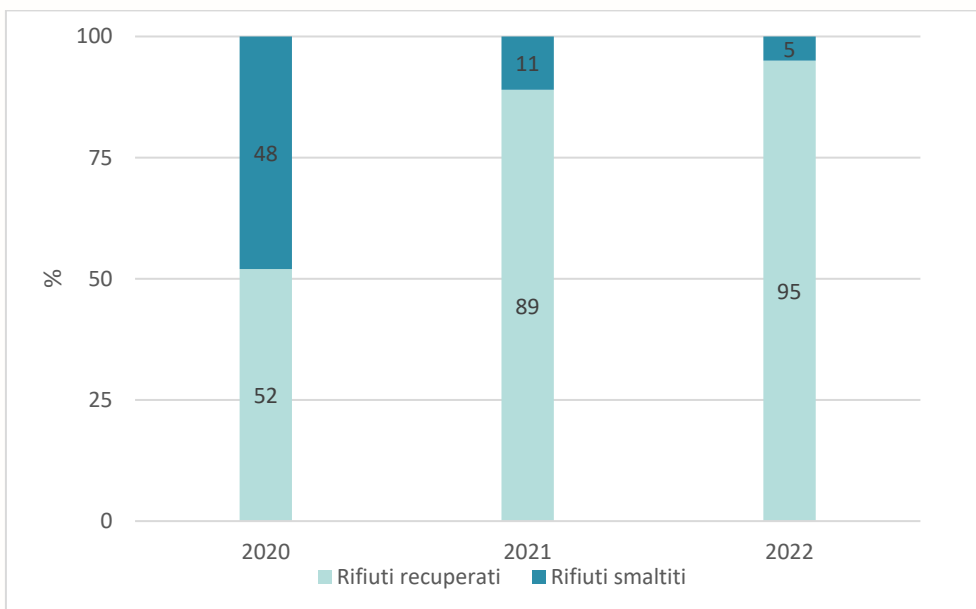


Figura 17 – Modalità di gestione dei rifiuti

Nel corso dell'anno 2022 si è avuta una produzione di rifiuti pari a circa 16.578 ton (di cui 16.359 ton di non-pericolosi e 219 ton di pericolosi) non in linea con il trend degli scorsi anni.

Si è registrato, infatti, un incremento nella produzione annuale di rifiuti (partito già nel 2021) dovuto principalmente ai rilevanti progetti d'investimento in sito (completamento del deposito temporaneo rifiuti; prosieguo della costruzione della nuova caldaia B600; inizio cantiere di realizzazione delle nuove turbine "Peakers"; inizio cantiere per la posa dei nuovi cavi 132 Kv mediante TOC) che hanno caratterizzato l'anno e che hanno visto numerose attività di scavo e demolizione con la conseguente produzione di terreni e macerie da demolizioni di fondazioni e opere dismesse.

In particolare, la produzione di tali rifiuti inerti, con un totale annuo di circa 15.740 ton, ha rappresentato il 95% della produzione totale.

I quantitativi effettivamente conferiti presso impianti esterni di smaltimento/recupero sono stati pari a circa 16.584 ton, dato che differisce dalla produzione in quanto tiene conto dei quantitativi che alla fine di ogni anno possono rimanere in giacenza nei depositi temporanei.

La percentuale di recupero sul totale dei rifiuti conferiti è stata pari al 95%, raggiungendo il 96% circa tra i soli rifiuti non-pericolosi e l'11% tra i pericolosi.

La percentuale di recupero nel 2022 ha proseguito il trend positivo, sia grazie all'impegno a livello di programmazione aziendale, sia alla tipologia di rifiuto prodotto.

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
S1	115,3	R1 ACOMON: 64,5	R1 ACOMON: 63,5	98	70	Positivo
		R2 ENDURA: 65	R2 ENDURA: 65	95		
		R3 VINAVAL: 64,5	R3 VINAVAL: 67,5	100		
		R4 YARA: 55,5	R4 YARA: 66	273		
		R5 VERSALIS: 52	R5 VERSALIS: 63,5	420		
S2	117,4	R1 ACOMON: 58	R1 ACOMON: 63,5	256	70	Positivo
		R2 ENDURA: 58,5	R2 ENDURA: 65	242		
		R3 VINAVAL: 64	R3 VINAVAL: 67,5	130		
		R4 YARA: 63	R4 YARA: 66	150		

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
		R5 VERSALIS: 57,5	R5 VERSALIS: 63,5	277		
S4	109,8	R1 ACOMON: 46	R1 ACOMON: 63,5	446	70	Positivo
		R2 ENDURA: 46	R2 ENDURA: 65	442		
		R3 VINAVAL: 53	R3 VINAVAL: 67,5	200		
		R4 YARA: 53,5	R4 YARA: 66	185		
		R5 VERSALIS: 55,5	R5 VERSALIS: 63,5	150		
S5	96,8	R6 Sala TAC: 40,5	R6 Sala TAC: 60,5	185	70	Positivo
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 emissive (quadrati gialli) e dei ricettori (punti rossi).



Figura 18 - Ubicazione dei ricettori e delle sorgenti di rumore

Amianto

Al 31/12/2022 il sito conferma il suo status di amianto free.