Dichiarazione Ambientale

Mantenimento Registrazione

GESTIONE
AMBIENTALE
VERIFICATA
IT-000483

Dati tecnici aggiornati al 31-12-2021

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 SpA 8
La Politica HSE 9
La compliance normativa 11
Le attività di Enipower 12
La società e l'assetto organizzativo 12
Localizzazione delle Centrali e della sede operativa 13
L'applicazione delle BAT e i riesami AIA 15
La sostenibilità ambientale 16
Comunicazione agli stakeholder 17
Analisi del Contesto 18
Sistema di Gestione HSE 19
La generazione di energia termoelettrica 21
Aspetti ambientali 25
Performance 27
Formazione 30
Emergenze e incidenti 30
Programma ambientale 31

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 EMAS 1221/2009, così come modificato dai Regolamenti (UE) 1505/2017 e 2026/2018, presenta le performance ambientali del triennio 2019-2021 delle centrali Enipower di Bolgiano, Brindisi, Ferrera Erbognone e Ravenna e della Sede Direzionale di San Donato Milanese e descrive lo stato di avanzamento degli obiettivi di miglioramento e la pianificazione dei nuovi obiettivi.

La decisione di aderire volontariamente al Regolamento EMAS, per l'intera organizzazione di 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.

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.

CERTIQUALITY

CERTIQUALITY S.r.l.
VIA GAETANO GIARDINO 4 – 20123 MILANO

CONVALIDA CONFORMITA'
DELLA DICHIARAZIONE AMBIENTALE
AL REGOLAMENTO CE N. 1221/09
ACCREDITAMENTO CODICE EU N. IT –V-0001

E-703/1/A

N.

IL PRESIDENTE - CESARE PUCCIONI

MILANO **09/06/2022**

Messaggio agli stakeholder

In questo 2022 carico di nuove sfide è con rinnovato orgoglio che presento la Dichiarazione Ambientale di Enipower, documento che conferma l'impegno di Eni per il mantenimento di standard di eccellenza nella gestione degli aspetti ambientali e nello sviluppo sostenibile della propria attività, in linea con la strategia perseguita negli ultimi anni e condivisa dalle nostre persone.

Eni ha implementato nuovi progetti volti all'efficientamento, alla flessibilizzazione degli asset e alla riduzione dell'impronta carbonica. Questi progetti hanno richiesto un grande sforzo tecnico ed economico e dimostrano la concretezza dei nostri obiettivi societari, nonché l'importanza di una cultura condivisa della sostenibilità, che ci ha portati 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 Eni, ci ha condotti 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.

Nell'ambito del nostro Sistema di Gestione Integrato HSE ed Energia (certificato secondo gli standard ISO 14001, ISO 50001 e ISO 45001) lavoriamo per il rinnovo delle certificazioni, compresa la registrazione EMAS. In particolare, abbiamo predisposto la nuova Analisi del Contesto e intrapreso un 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 2019-2021 per le Centrali Enipower di Bolgiano, Brindisi, Ferrera Erbognone e Ravenna e per la Sede Direzionale di San Donato Milanese.

Le performance degli stabilimenti sono comunicate a tutti gli stakeholder in modo trasparente e accessibile anche attraverso il Report di Sostenibilità, pubblicato sul sito internet della società (https://www.eni.com/it-IT/attivita/energy-evolution/enipower-ambiente-sostenibilita.html).

Informazioni per il pubblico

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

La Dichiarazione Ambientale è sempre disponibile sul sito internet www.eni.com e presso gli Stabilimenti della Società.

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 (PROD-GIPO)

denis.daniele@enipower.eni.it

GIUSEPPE GIANNOTTI – Energy Manager Enipower

giuseppe.giannotti@enipower.eni.it

Elenco siti: registrazione integrata multisito

Sito	Indirizzo	Responsabili	Codice di attività
San Donato Milanese	Piazza Vanoni, 1 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	- 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	- 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	- 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 Dicorrado (REST) stefano.dicorrado@enipower.eni.it Alberto Mariconti (HSEQ) alberto.mariconti@enipower.eni.it	- 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 Vanni Pozzetto (HSEQ) vanni.pozzetto@enipower.eni.it	- NACE 35.11 Produzione di energia elettrica - NACE 35.30 Fornitura di vapore e aria condizionata

Mission e valori di Eni

Eni è un'azienda globale dell'energia ad elevato contenuto tecnologico, presente lungo tutta la catena del valore: dall'esplorazione, sviluppo ed estrazione di olio e gas naturale, alla generazione di energia elettrica da cogenerazione e da fonti rinnovabili, alla raffinazione e alla chimica tradizionali e bio, fino allo sviluppo di processi di economia circolare. Eni è presente in 69 Paesi nel mondo con circa 32.000 persone dipendenti.

Il modello di business di Eni è volto alla creazione di valore per tutti gli stakeholder, attraverso una forte presenza lungo tutta la catena del valore dell'energia. Eni punta a contribuire, direttamente o indirettamente, al conseguimento degli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG) dell'Agenda 2030 delle Nazioni Unite, sostenendo una transizione energetica socialmente equa, che risponda con soluzioni concrete ed economicamente sostenibili alle sfide di contrastare il cambiamento climatico e dare accesso all'energia in maniera efficiente e sostenibile, per tutti. Eni risponde a questa sfida attraverso tre fattori critici di successo, quali:

- un percorso chiaro e definito per raggiungere la neutralità carbonica al 2050;
- un modello per l'eccellenza operativa che consente di cogliere le opportunità legate alle possibili evoluzioni del mercato dell'energia e di continuare nel percorso di trasformazione;
- alleanze per lo sviluppo con un ampio portafoglio di iniziative di sviluppo locale, fondate su partnership durature di collaborazione.

Eni, inoltre, sottopone tutti i fornitori ad una valutazione strutturata, volta a verificarne e a monitorarne la conformità rispetto ai principali standard su aspetti inerenti ai diritti umani.

Questa valutazione avviene attraverso vari processi, tra cui la verifica di conformità alla Linea Guida UNI ISO 26000 che definisce i principi e le tematiche prioritarie da seguire per agire in modo socialmente responsabile, riconoscendo i diritti umani come uno dei temi fondamentali.

Per offrire una vista sul contributo allo sviluppo locale e globale, Eni redige annualmente il report di sostenibilità "Eni For", attraverso il quale comunica le proprie politiche e descrive i risultati conseguiti sugli aspetti più rilevanti riguardanti la sostenibilità.

Gruppo Enipower SpA

Enipower è una società controllata da Eni al 100%, attiva nel settore della generazione di energia elettrica e di vapore.

Enipower SpA possiede partecipazioni di controllo in due Società:

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

Enipower SpA possiede infine quote di minoranza nelle società consortili di servizi industriali nei siti di Ravenna, Ferrara e Brindisi.

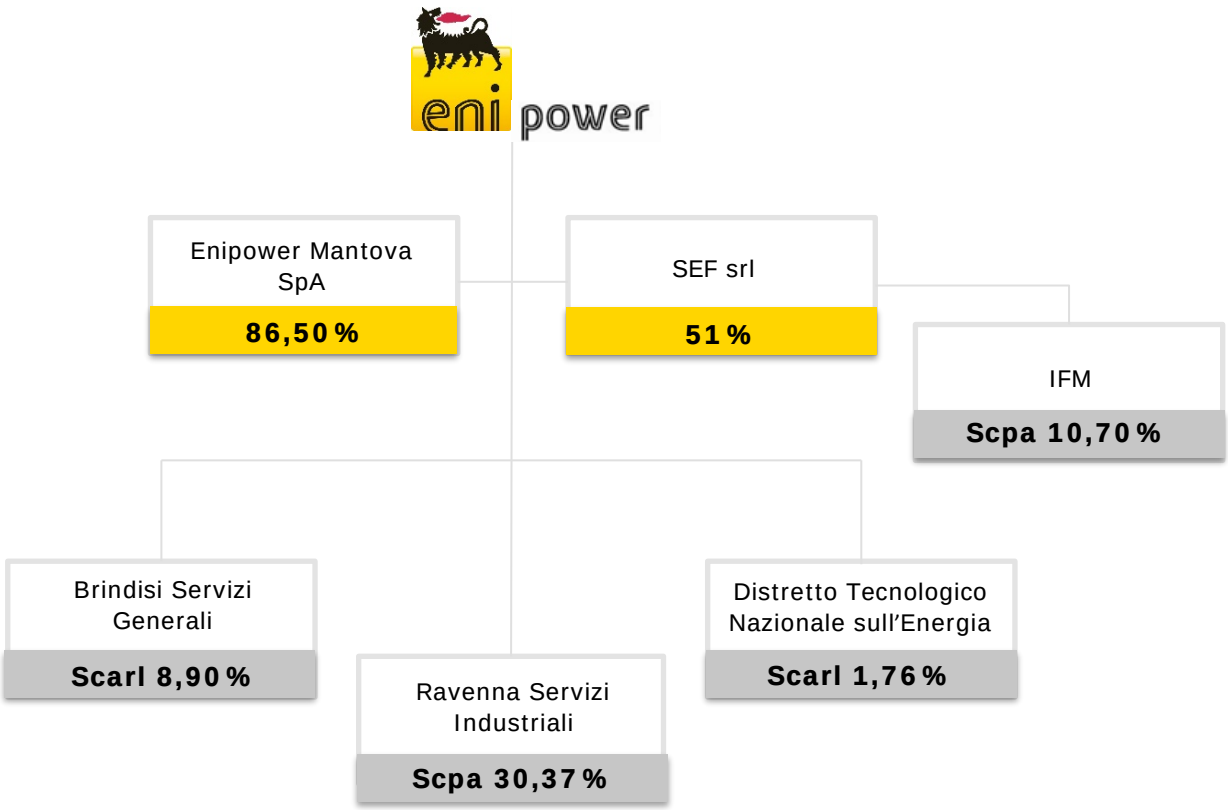


Figura 1 – Assetto societario Enipower

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.

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 practices 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.eni.com

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

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

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

EniPower 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, 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;
- garantire, utilizzando le migliori tecnologie disponibili, la tutela dell'ambiente, degli ecosistemi e della biodiversità e la prevenzione dell'inquinamento tramite la corretta gestione dei rifiuti, massimizzandone il recupero, il controllo, la riduzione progressiva ed il mantenimento ai valori minimi di scarichi liquidi, emissioni gassose, in particolare dei gas climalteranti, in relazione agli assetti di marcia e alle attività svolte;
- garantire l'impegno alle bonifiche e alle dismissioni di impianti esistenti senza arrecare danno all'ambiente;
- garantire l'utilizzo sostenibile delle risorse naturali e l'uso razionale ed efficiente dell'energia;
- assicurare l'informazione, la formazione e la sensibilizzazione del personale per una partecipazione attiva e responsabile all'attuazione dei principi di questa politica e al raggiungimento degli obiettivi;
- coinvolgere e consultare i lavoratori, anche attraverso i loro rappresentanti per la salute, la sicurezza e l'ambiente;
- comunicare con trasparenza agli stakeholder gli obiettivi e i risultati conseguiti sui temi di salute, sicurezza, ambiente, energia ed incolumità pubblica e promuovere le condizioni per stabilire una cooperazione duratura improntata a perseguire obiettivi condivisi di sviluppo sostenibile;
- avvalersi di fornitori qualificati e promuoverne lo sviluppo secondo i principi di questa politica, impegnandoli a mantenere comportamenti coerenti con essa anche quando operano al di fuori della Società;
- progettare, realizzare, modificare e manutenere gli impianti ed approvvigionare prodotti e servizi con criteri di adeguata efficienza energetica;
- effettuare verifiche, ispezioni, audit e riesami periodici del sistema per analizzare le prestazioni, i fattori di contesto, le esigenze degli stakeholder, i rischi e le opportunità, gli obiettivi, i programmi e la politica per valutarne l'efficacia e adottare le misure conseguenti per perseguire l'obiettivo del miglioramento continuo;
- porre in atto azioni per prevenire qualsiasi evento doloso o colposo che possa arrecare danno attuale o potenziale alle persone ed ai beni materiali e immateriali dell'azienda.

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

San Donato Milanese, 9 Marzo 2020

Il Presidente e Amministratore Delegato

Francesco Giunti

La compliance normativa

Enipower S.p.A. 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.;
- il D. Lgs. 231/01 del 08/06/2001 e s.m.i.

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.

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).

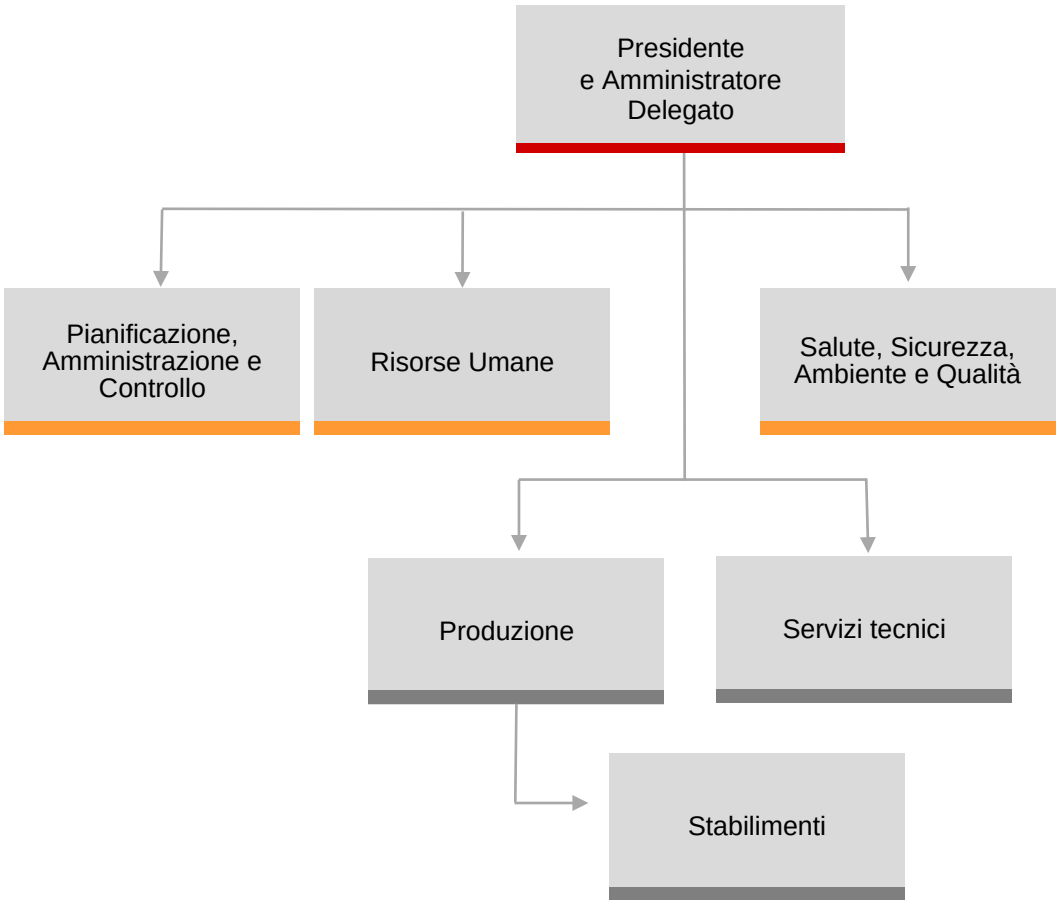


Figura 2 - Assetto organizzativo Enipower

Localizzazione delle Centrali e della sede operativa

Enipower, costituita nel novembre 1999, dispone oggi, con le sue controllate Enipower Mantova SpA e Società Enipower Ferrara Srl, di sei centrali elettriche con una potenza elettrica installata di 5 GW.

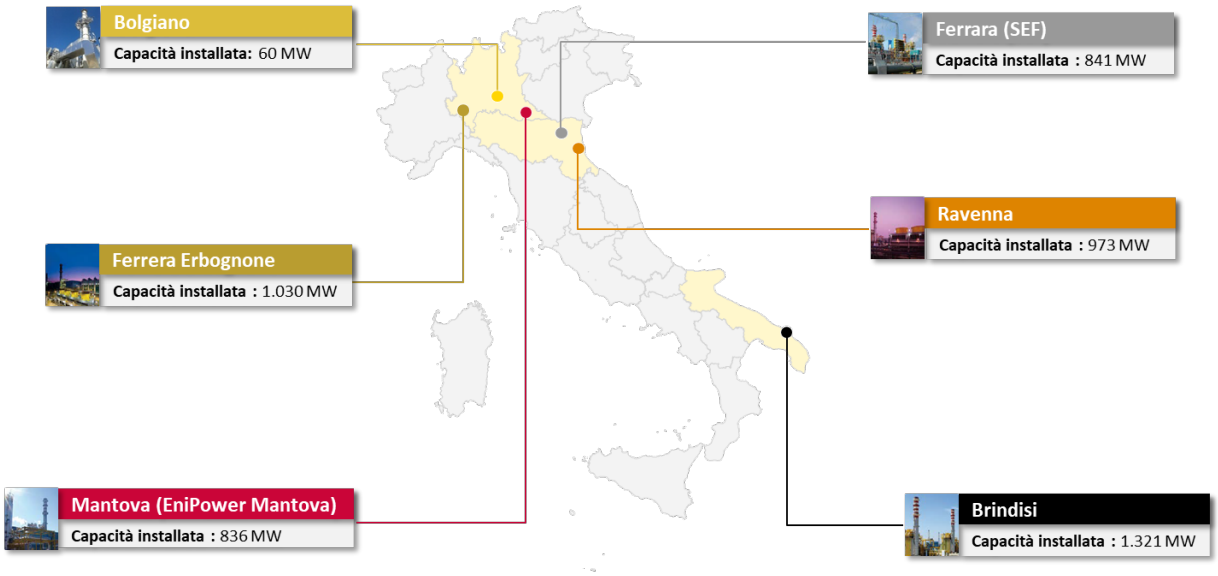


Figura 3 – localizzazione centrali Enipower in Italia

Di seguito si riporta l'elenco delle centrali Enipower oggetto della presente Dichiarazione Ambientale e la relativa localizzazione.

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 1 – Centrali Enipower

La sede legale di Enipower SpA e delle sue società controllate è situata in San Donato Milanese presso il Centro Direzionale Eni.

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 9001:2015, ISO 14001:2015 e ISO 45001:2018.

L’applicazione delle BAT e i riesami AIA

La Commissione Europea, con decisione di esecuzione 31 luglio 2017, n. 2017/1442/UE, ha adottato le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT) relative ai Grandi Impianti di Combustione (GIC), ovvero con potenza termica nominale pari o superiore a 50 MW, ai sensi della direttiva 2010/75/UE.

Enipower ha condotto un processo di autovalutazione dello stato di applicazione delle conclusioni sulle BAT su tutte le proprie centrali, al fine d’individuare eventuali scostamenti dalle indicazioni comunitarie (gap analysis). Gli esiti delle analisi sono riportati in dettaglio nelle sezioni specifiche di ogni centrale.

Successivamente, con Decreto Direttoriale DVA/DEC 430 del 22 novembre 2018, il MATTM (ora MiTE) ha disposto l’avvio dei procedimenti per il riesame delle AIA di competenza statale rilasciate ad installazioni che svolgono attività principale oggetto delle conclusioni sulle BAT di cui alla decisione n.2017/1442/UE. Analogamente hanno disposto le Province.

Enipower ha quindi avviato nel 2019 il processo di Riesame complessivo delle AIA di tutte le sue centrali. Ad oggi, tutte le centrali hanno già completato l’iter amministrativo.

Maggiori dettagli sugli inquadramenti autorizzativi sono riportati nelle sezioni specifiche di ogni centrale.

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.

Nel 2019 Enipower ha eseguito un'analisi basata sul posizionamento geografico dei siti operativi rispetto ad aree protette e ad aree importanti per la biodiversità. Tale analisi ha evidenziato l'assenza di sovrapposizione delle centrali Enipower con aree protette o di comprovato valore per la conservazione della Biodiversità. Prendendo in considerazione la natura e il dettaglio del contesto operativo e ambientale delle centrali, non sono al momento previsti degli interventi di utilizzo del suolo in relazione alla biodiversità.

Inoltre, in Eni sta assumendo un ruolo sempre più centrale il concetto di circolarità, tanto che nel 2019 è stato messo a punto il Modello Eni di Valutazione della Circolarità per Sito Operativo, sviluppato in collaborazione con Certiquality e l'Istituto di Management della Scuola Superiore Sant'Anna di Pisa e validato dalla stessa Certiquality il 31/03/2020.

In anni precedenti le analisi di circolarità avevano riguardato le centrali di Ferrera Erbognone e Brindisi, mentre nel 2020 è stata la volta di Ravenna, la prima centrale Enipower su cui è stata testata la nuova metodologia. Con i lavori avviati da Eni SpA nel 2021, per l'anno in corso è prevista la revisione del Modello di Valutazione della Circolarità.

Nel 2021 è stata inoltre ottenuta la Dichiarazione di Verifica alla LG ISO 26000:2010, con definizione del piano di azione.

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. Ricade in quest'ottica, per esempio, l'iniziativa "Porte aperte" che consente periodicamente da parte della comunità locale l'ingresso al sito industriale di riferimento.

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), le Associazioni ambientaliste e le Associazioni di settore. Rientrano in questa tipologia di iniziative le visite a scopo didattico presso i siti Enipower da parte di alcuni istituti scolastici locali.

Queste iniziative, negli ultimi due anni, hanno ovviamente subito una rimodulazione a causa degli effetti della pandemia da COVID-19.

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

Analisi del Contesto

Nel corso del 2021 e nei primi mesi 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.

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.

Enipower è in possesso di una certificazione e registrazione multisito del Sistema Integrato di Gestione Ambientale, Sicurezza, Energia ed EMAS. Nel 2021 è stata inoltre completata la transizione alla nuova norma ISO 50001:2018. Il SGI HSE comprende:

- 4 centrali termoelettriche a rischio HSE significativo e una Sede Direzionale a rischio HSE limitato, organizzate in 5 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	N. certificato / registrazione	Prima emissione	Scadenza
ENIPOWER SPA: Sede Direzionale Centrale di Bolgiano Centrale di Brindisi Centrale di Ferrera Erbognone Centrale di Ravenna Uffici di Ferrara	ISO 45001:2018	IT-133433	20/12/2012	08/03/2024
	ISO 50001:2018	50080	26/07/2015	24/07/2024
	ISO 14001:2015	IT-133222	11/07/2012	08/03/2024
	EMAS Reg. CE 1221/09	IT-000483	26/04/2006	14/05/2024

Tabella 2 – Certificazioni / registrazioni Enipower

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.

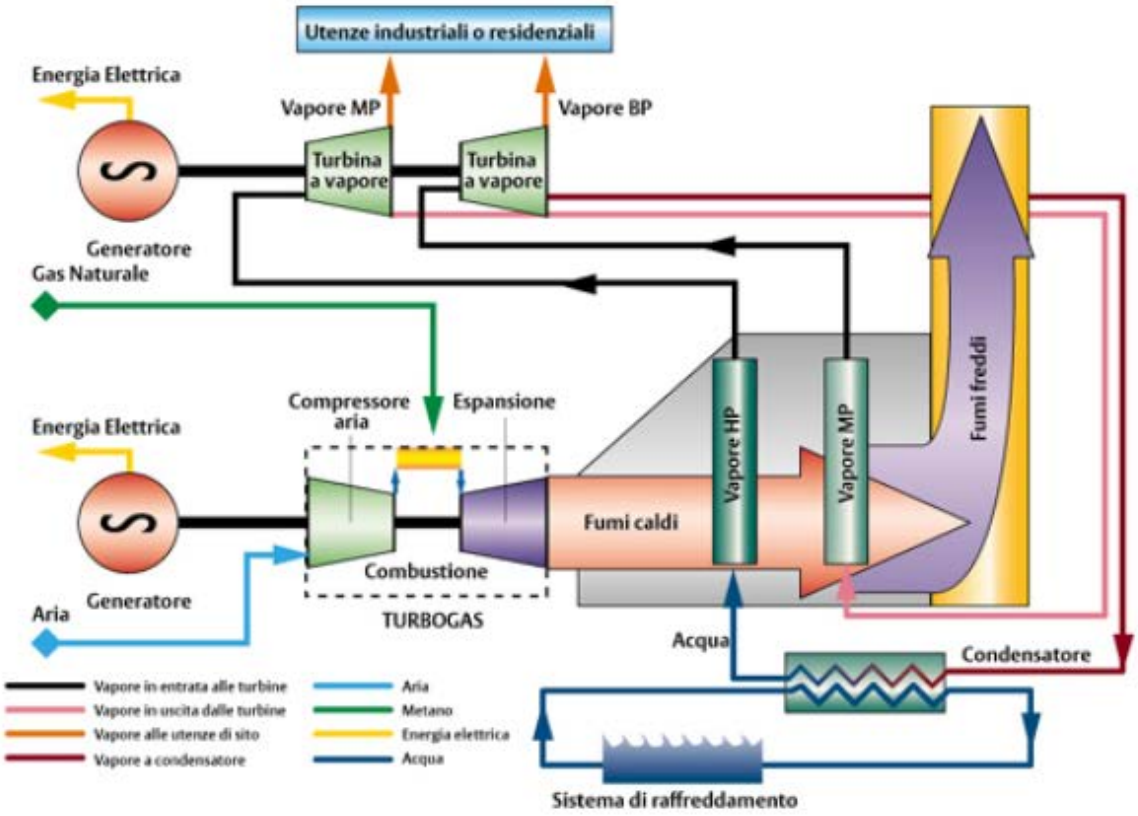


Figura 4 - Schema di impianto turbogas in ciclo combinato cogenerativo

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 "VeLoNO$_x$" 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 VeLoNO$_x$) 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 Tecnique) 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).

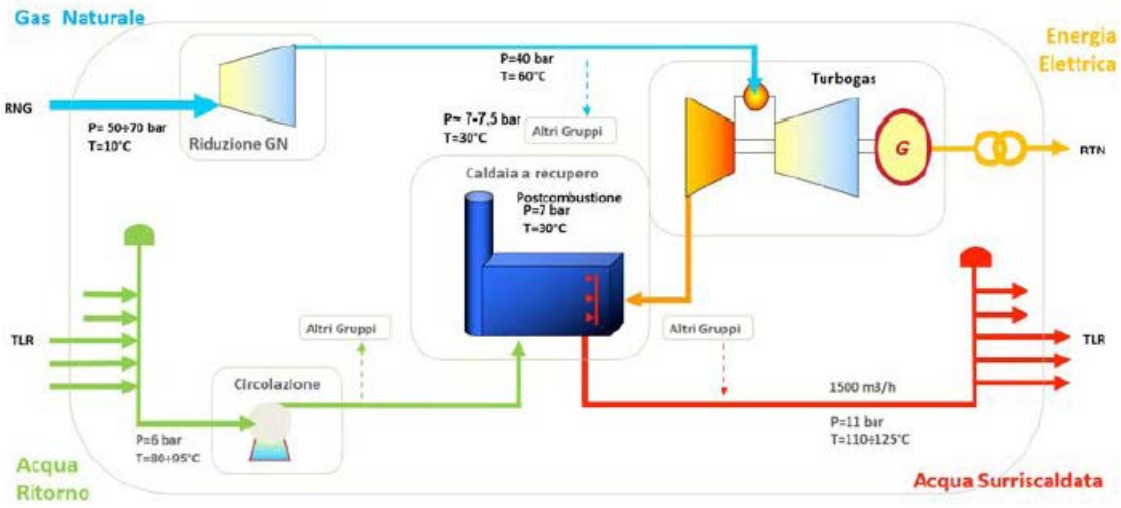


Figura 5 – Schema di processo (Stabilimento di Bolgiano)

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- NO_x;
- 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 (NO_x) 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.

Il processo di identificazione degli aspetti ambientali di Enipower ha permesso 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 delle centrali Enipower, individuati secondo la metodologia descritta nella procedura societaria:

- Emissioni in atmosfera:
  - emissioni macroinquinanti
  - emissioni gas serra
- Impiego di risorse naturali ed energetiche:
  - prelievi idrici
  - scarichi idrici
  - consumo di combustibili ed efficienza energetica
- Rumore ambientale.

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 Direzionale Eni.

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.

È da segnalare l'emissione il 25/10/2021 della nuova opi-eni-hse-008 (successivamente revisionata in data 21/12/2021) che disciplina a livello centrale la valutazione degli aspetti ambientali e che andrà a sostituire la procedura societaria Enipower di riferimento sopra descritta. Il lavoro di implementazione del nuovo strumento di Eni è iniziato a dicembre 2021 e si concluderà verosimilmente nella seconda metà del 2022.

L'impostazione del lavoro è già stata indirizzata verso una integrazione con la nuova analisi del contesto e per recepire le raccomandazioni ricevute nello scorso ciclo di verifica.

Performance

Di seguito si riportano i principali dati aggregati e gli indici di performance (KPI) produttivi e ambientali di Enipower per il triennio 2019-2021 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.

	U.M.	2019	2020	2021
Produzione				
Energia elettrica prodotta dai cicli combinati	MWh	16.198.297	15.809.650	16.296.189
Energia termica prodotta dai cicli combinati (equivalente exergetico)	MWheq	1.116.465	1.115.835	1.057.782
Energia elettrica prodotta dalla centrale di cogenerazione (Bolgiano)	MWh	202.395	223.401	250.063
Energia termica prodotta dalla centrale di cogenerazione (Bolgiano)	MWht	208.451	221.963	246.014
Consumo di combustibili				
Gas naturale (escluso Bolgiano)	GJ	110.303.720	110.069.067	116.401.450
Syngas (Ferrera Erbognone)	GJ	5.495.740	3.155.132	0
Gas petrolchimico (Brindisi)	GJ	2.434.857	2.040.452	1.012.017
Consumo specifico di combustibili	GJ/GWh	6.829	6.810	6.766

	U.M.	2019	2020	2021
Consumo di combustibili				
Consumo specifico di acqua dolce	m^3/GWh	473	434	490
Vapore acquistato	t	1.240.079	1.202.638	932.356
Emissioni				
Emissioni di CO_2 Totali (escluso Bolgiano)	tCO_2	6.871.641	6.590.765	6.531.838
Emissioni di GHG Totali (escluso Bolgiano)	tCO_2eq	6.913.650	6.647.00	6.569.117
Fattore di emissione CO_2 (escluso Bolgiano)*	(gCO_2/kWh_{eq})	397	389	376
Fattore di emissione GHG totali (escluso Bolgiano)*	(gCO_2eq/kWh_{eq})	399	393	379
Emissioni di NO_x (escluso Bolgiano)	tNO_2	2.217	2.072	2.047
Fattore di emissione NO_x per cicli combinati (escluso Bolgiano)	(gNO_2/kWh_{eq})	0,131	0,122	0,118
Emissioni di SO_2	tSO_2	7,7	4,7	0****
Fattore di emissione SO_x	(gSO_2/kWh_{eq})	0,0014**	0,0009	0
Emissioni di CO (escluso Bolgiano)	tCO	467	455	747
Fattore di emissione CO per cicli combinati (escluso Bolgiano)	(gCO/kWh_{eq})	0,027	0,027	0,043

	U.M.	2019	2020	2021
Rifiuti				
Rifiuti pericolosi recuperati sul totale dei rifiuti pericolosi conferiti	%	51***	29	26
Rifiuti non pericolosi recuperati sul totale dei rifiuti non pericolosi conferiti	%	75***	70	92
Eventi ambientali significativi				
Sversamenti	n.	0	0	0
Sanzioni amministrative pagate nell'anno	n.	0	0	0
Iniziative per l'efficienza energetica				
Risparmio stimato di combustibile a regime derivante da progetti di energy saving	tep	125	760	0*****
Risparmio addizionale di combustibile effettivo misurato nell'anno (ENEA art. 7.8 D.Lgs. 102/2014)	tep	4.531	374	- 677

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

**= per un errore di battitura, i dati sono stati corretti rispetto al 2019

***= il dato nel 2019 era stato erroneamente rapportato al totale dei rifiuti conferiti

****= nel 2021 non è stato fornito Syngas

*****= non sono stati avviati nuovi progetti

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 2021 si registra un aumento delle ore di formazione erogate in contrapposizione con il 2020, anno anomalo viziato dagli effetti della pandemia da COVID-19.

	U.M.	2019	2020	2021
Totale HSE	ore di formazione erogate	3.235	906	3.264
di cui Ambiente	ore di formazione erogate	335	92	446

Tabella 3 - Ore di formazione erogata

Emergenze e incidenti

Nel 2021 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 in corso di realizzazione									
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	In corso	Dicembre 2022		HSEQ	

BOLGIANO									
Obiettivi raggiunti									
Aspetto ambientale / Rischio / Opportunità	**Priorità**	**Opportunità**	**Intervento previsto**	**Risultato atteso**	**Stato**	**Data completamento**	**Valutazione della performance**	**Responsabile**	**Risorse**
Consumo di energia	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 €

BOLGIANO									
Obiettivi in corso									
Aspetto ambientale / Rischio / Opportunità	**Priorità**	**Opportunità**	**Intervento previsto**	**Risultato atteso**	**Stato**	**Data completamento**	**Valutazione della performance**	**Responsabile**	**Risorse**
Consumo di energia	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 dicembre 2021 a giugno 2022 (causa COVID)		SETE	10.000 €

BOLGIANO									
Obiettivi in corso									
Aspetto ambientale / Rischio / Opportunità	**Priorità**	**Opportunità**	**Intervento previsto**	**Risultato atteso**	**Stato**	**Data completamento**	**Valutazione della performance**	**Responsabile**	**Risorse**
Consumo di energia	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.	Posticipato da marzo 2022 a giugno 2022 per revisione di alcune priorità di intervento interne.		SETE	20.000 €
Consumo di energia	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	IN CORSO 10% 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**
Produzione rifiuti	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 5% Avviata la progettazione preliminare. In corso di valutazione la documentazione tecnica richiesta dal progettista preliminarmente all'avvio dell'attività.	Dicembre 2024		SETE/HSEQ	400.000 €
Consumi idrici	Bassa	Riduzione uso risorse idriche mediante recupero acqua da recipienti in pressione	Recupero acqua da recipienti in pressione. Realizzazione serbatoio su skid che consenta di recuperare l'acqua dai recipienti in pressione per reimmetterla in rete TLR.	Riduzione uso risorse idriche: - minore prelievo di acqua da rete industriale di 400 m^3/anno - minore scarico acque di processo di 250 m^3/anno n.b. Valori medi annui su base decennale, poiché legata a periodo di scadenze verifiche PED	SOSPESO DEFINITIVAMENTE Verificato che lo skid non è disponibile in commercio e che occorre prevedere la realizzazione di un prototipo ad hoc. L' attività è stata sospesa per valutarne la convenienza a seguito della riduzione egli scarichi in pressione ottenuta mediante modifiche procedurali/ organizzative.				

BRINDISI									
Obiettivi raggiunti									
Aspetto ambientale / Rischio / Opportunità	**Priorità**	**Opportunità**	**Intervento previsto**	**Risultato atteso**	**Stato**	**Data completamento**	**Valutazione della performance**	**Responsabile**	**Risorse**
Ambiente	Bassa	Ridurre il rischio di inquinamento del suolo	1) Effettuazione delle prove di tenuta dei bacini di contenimento; 2) effettuazione delle prove di tenuta del sistema fognario.	Attestare la tenuta dei bacini di contenimento e del sistema fognario	COMPLETATO 100%	30/06/2021	Prove di tenuta bacini di contenimento e sistema fognario effettuate con ESITO POSITIVO.		

FERRERA ERBOGNONE									
Obiettivi in corso									
Aspetto ambientale / Rischio / Opportunità	**Priorità**	**Opportunità**	**Intervento previsto**	**Risultato atteso**	**Stato**	**Data completamento**	**Valutazione della performance**	**Responsabile**	**Risorse**
Emissioni in atmosfera	Media	Riduzione delle emissioni in atmosfera	Inverter torri di raffreddamento (ventilatori)	Risparmio previsto di 70 tep/anno pari a 163 t/anno di CO_2	IN CORSO 30%	Dicembre 2022		SETE	100.000 €
Emissioni in atmosfera	Media	Riduzione delle emissioni in atmosfera	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 €
Prelievi idrici	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	IN CORSO 50%	Dicembre 2022		HSEQ	60.000 €

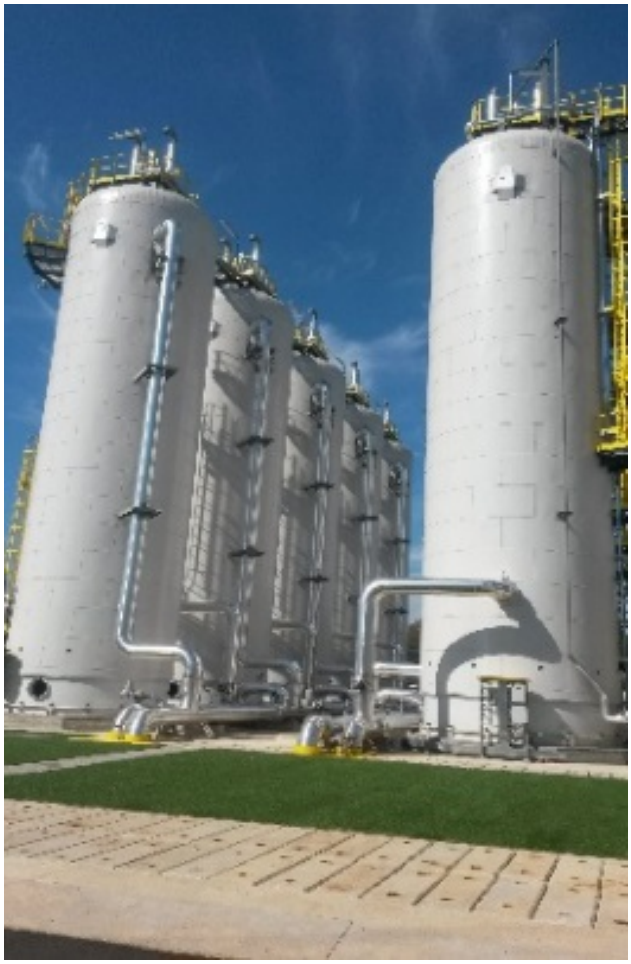
RAVENNA									
Obiettivi in corso di realizzazione									
Aspetto ambientale / Rischio / Opportunità	**Priorità**	**Opportunità**	**Intervento previsto**	**Risultato atteso**	**Stato**	**Data completamento**	**Valutazione della performance**	**Responsabile**	**Risorse**
Emissioni di gas climalteranti / Emissioni 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[1].	IN CORSO 25% Cantiere esecutivo avviato nel mese di giugno 2021.	Dicembre 2022		SETE	20.000.000 €
Emissione di gas climalteranti / Consumo risorse energetiche	Media	Riduzione consumi energetico	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	Posticipato da dicembre 2024 a dicembre 2025 a seguito della rimodulazione del Piano Investimenti e Piano di Spesa.		SETE	1.000.000 €
Emissione di gas climalteranti / Consumo risorse energetiche	Media	Incremento efficienza di generazione Elettrica	Upgrade tecnologico palette compressore e turbina durante Major	Risparmio previsto di 1.028 tep/anno pari a 2.400 t/anno di CO_2	Da avviare	Dicembre 2025		SETE	3.600.000 €

[1] Ipotesi: portata di fumi caldaia B600 a max capacità produttiva 170.000 Nm^3/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: • 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	Dicembre 2022		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)	Da avviare	Dicembre 2024		REST	sarà definita con lo sviluppo dell'ingegneria
Rumore	Bassa	Riduzione Impatto acustico	Pannellatura fonoassorbente stazione riduzione CTE	Riduzione impatto acustico della stazione riduzione vapore di 3 dBA	IN CORSO 80%	Dicembre 2022		SETE	100.000 €

Centrale di Bolgiano

Mantenimento Registrazione



Dati tecnici aggiornati al 31-12-2021

Sommario

Centrale di BOLGIANO 3
Descrizione della Centrale 3
Interventi impiantistici 6
Principali accadimenti ambientali 6
Inquadramento autorizzativo 6
Produzione 8
Aspetti ambientali 10
Emissioni in atmosfera 14
Impiego di risorse naturali ed energetiche 22
Consumo di combustibili ed efficienza energetica 28
Rumore ambientale 29

Centrale di BOLGIANO

Descrizione della Centrale

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

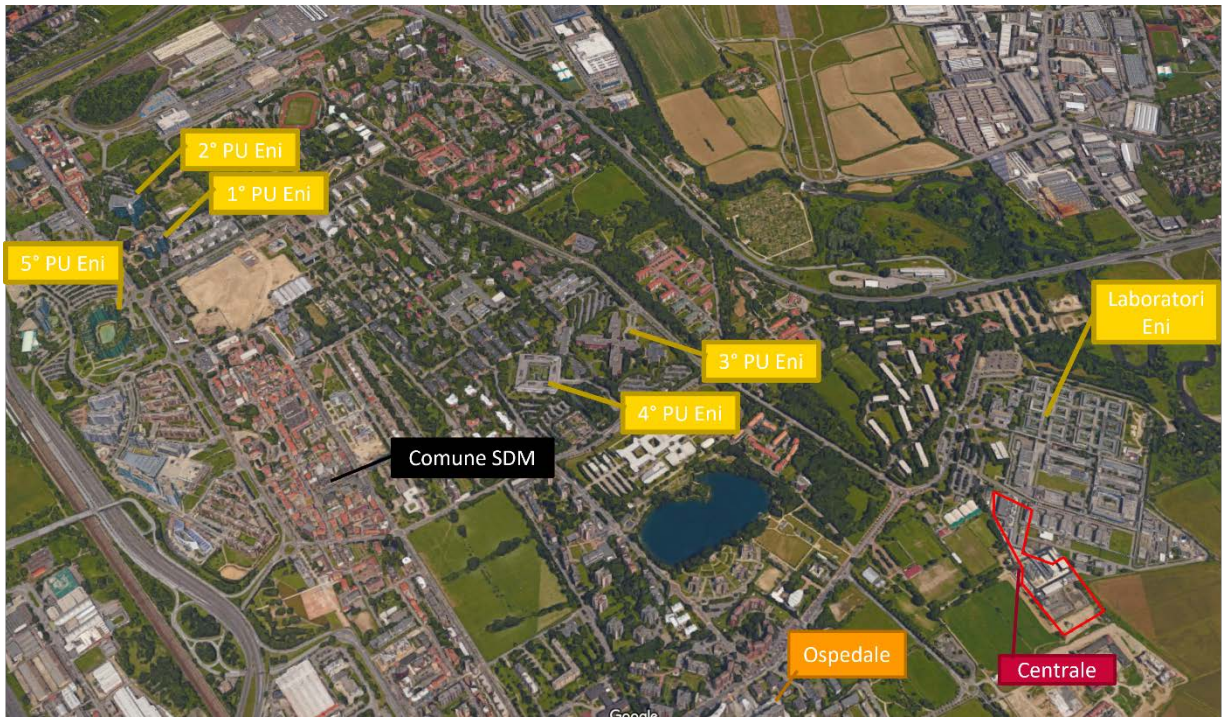


Figura 1 – Lo stabilimento nel territorio

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.

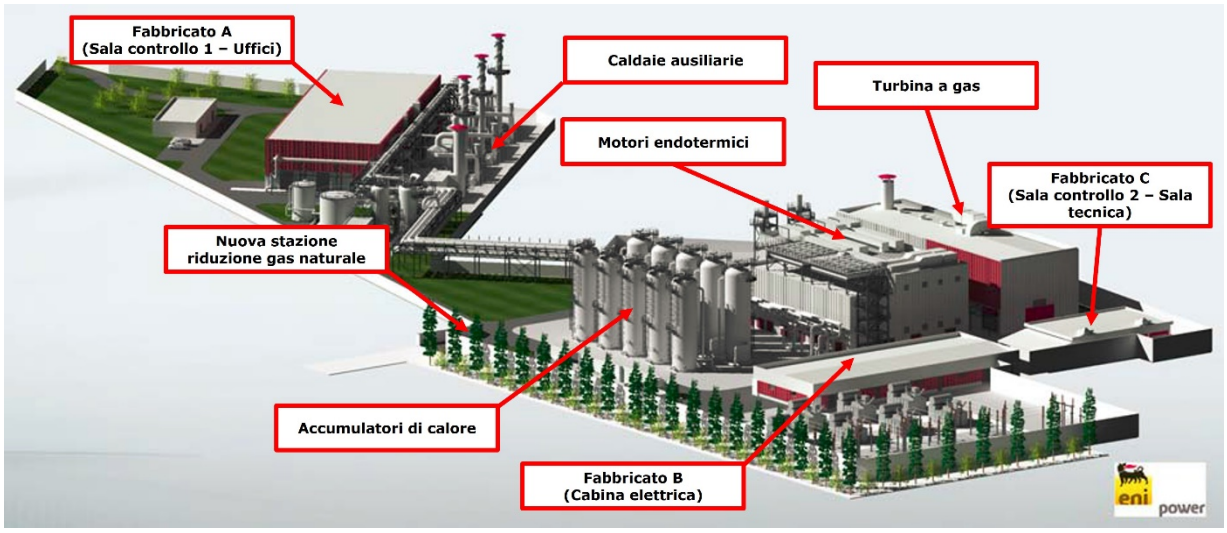


Figura 2 – Rappresentazione dello stabilimento

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.

Durante i primi mesi del 2019 si sono concluse le attività di ammodernamento della palazzina uffici (fabbricato A), iniziate nel novembre 2017.

A gennaio 2020 è stato completato l'allacciamento con la rete di FEN Energia per la fornitura di calore per il comune di Peschiera Borromeo.

Gli scarichi idrici sono riportati in Figura 13

Nella Figura 3 è riportato il bilancio di massa ed energia dello Stabilimento di Bolgiano dell'anno 2021.

Combustibili fossili

Gas naturale: 2.298.093 GJ

Gasolio: 315 kg

Oli lubrificanti

16,178 t

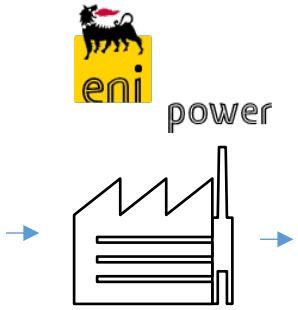
Additivi/Chemicals*

1,454 t

Urea: 300,34 t

Risorse idriche

Prelievi: 0,014 Mm^3



Energia elettrica lorda

250.063 MWh

Energia termica

246.014 MWht

Emissioni GHG dirette

CO_2: 128.410 t

CH_4: 572 t CO_2 eq

N_2O: 650 t CO_2 eq

Miscele: 0 t CO_2 eq

Emissioni

NO_X: 34,93 t

CO: 49,79 t

Scarichi

Acque nere: 643 m^3

Acque di processo: 3.227 m^3

Rifiuti

Non pericolosi: 62 t

Pericolosi: 22 t

Recuperati: 27%

Smaltiti: 73%

Figura 3 – Bilancio di massa dello stabilimento dell'anno 2021

* Anticorrosivo per teleriscaldamento e macchine; antigelo per protezione circuito acqua raffreddamento macchine; detergenti lavaggi macchine; antincrostante per osmosi

Interventi impiantistici

Nel 2021 non sono stati effettuati interventi impiantistici con ricadute HSE.

Principali accadimenti ambientali

Dall'anno 2010 è stato condiviso con gli enti di controllo e subito avviato il piano di rimozione dei Materiali Contenenti 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 precaratterizzazione 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. La rimozione verrà effettuata nell'ambito delle attività di demolizione, attualmente previste entro il 2022.

Inquadramento autorizzativo

Lo Stabilimento 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).

A seguito di quanto richiesto dalla deliberazione 70/2019 sono stati caricati sul portale scrivaniaets.minambiente.it i dati di riferimento per il quinquennio 2014-2018, al fine di ottenere l'assegnazione di quote gratuite di CO_2 per la prima parte (2021-2025) della IV fase 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.

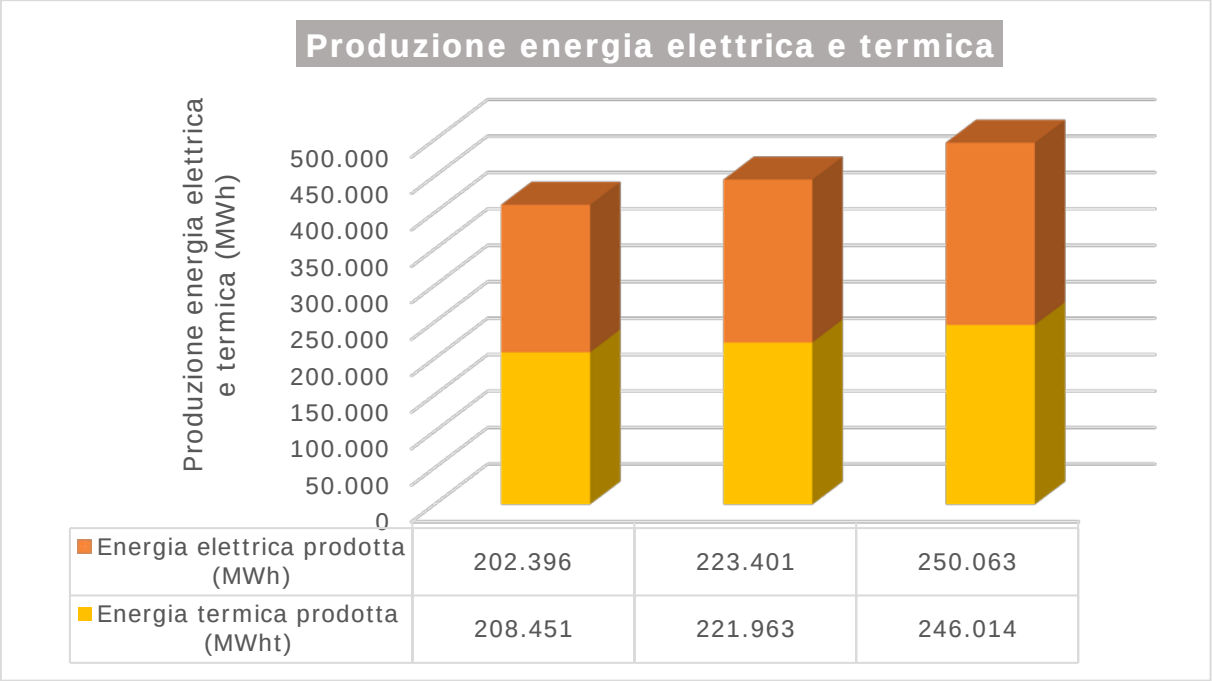
Nel corso del 2021 è stata assicurata la conformità agli obblighi normativi ambientali, compreso il rispetto delle prescrizioni riportate nell'AIA, anche mediante monitoraggi periodici svolti durante tutto l'anno.

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

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.

Produzione

Di seguito, sono indicate le produzioni dello stabilimento di Bolgiano, suddivise in energia elettrica ed energia termica per il triennio 2019-2021.



Energia elettrica prodotta (MWh)	202.396	223.401	250.063
Energia termica prodotta (MWht)	208.451	221.963	246.014

Figura 4 – Produzione di energia elettrica e termica

L'energia termica complessivamente prodotta in cogenerazione è aumentata non solamente in termini assoluti, ma anche in rapporto all'energia termica totale prodotta, (93,2% nel 2021 contro 91,3% nel 2020) rispetto all'anno precedente. Ciò, nonostante l'inevitabile ricorso all'uso delle caldaie ausiliarie e della post-combustione per far fronte ai picchi sempre maggiori di richiesta termica, è stato ottenuto attuando quanto sotto:

- una sempre maggiore attenzione nell'elaborazione, in collaborazione con le unità preposte della BU Power, e nell'attuazione dei programmi di produzione;
- intensificazione degli aggiornamenti dei programmi stessi (bi-giornalieri nei giorni feriali, inoltre introdotto aggiornamento pomeridiano anche nei weekend, giorni festivi o di chiusure collettive);
- per far fronte a una richiesta di energia termica dalla rete TLR spesso significativamente superiore rispetto a quanto indicato nei forecast dei programmi di produzione, in molti casi si è scelto di produrre la quota parte di ET aggiuntiva non prevista aumentando la produzione delle macchine

cogenerative rispetto a quanto previsto dai programmi stessi, con conseguenti sbilanciamenti positivi di energia venduta sul mercato elettrico;

- ottimizzazione delle attività di manutenzione, sia in termini di durata che in termini di collocazione delle stesse nei momenti dell'anno meno impattanti. A tale proposito, va ricordato che nel 2021 si è svolta la revisione generale delle parti calde della turbina a gas, che ha comportato lo smontaggio e invio del rotore presso un'officina del fornitore per ispezione; tale revisione, durata circa un mese, è stata svolta appositamente da metà settembre a metà ottobre, periodo di minimo di richiesta di energia termica dell'intero anno.

Il miglioramento dei modelli che forniscono la previsione di richiesta di ET nei programmi di produzione, e l'aggiornamento più frequente dei programmi stessi (attività previste nell'anno in corso) possono contribuire in maniera significativa all'aumento della ET cogenerata percentuale.

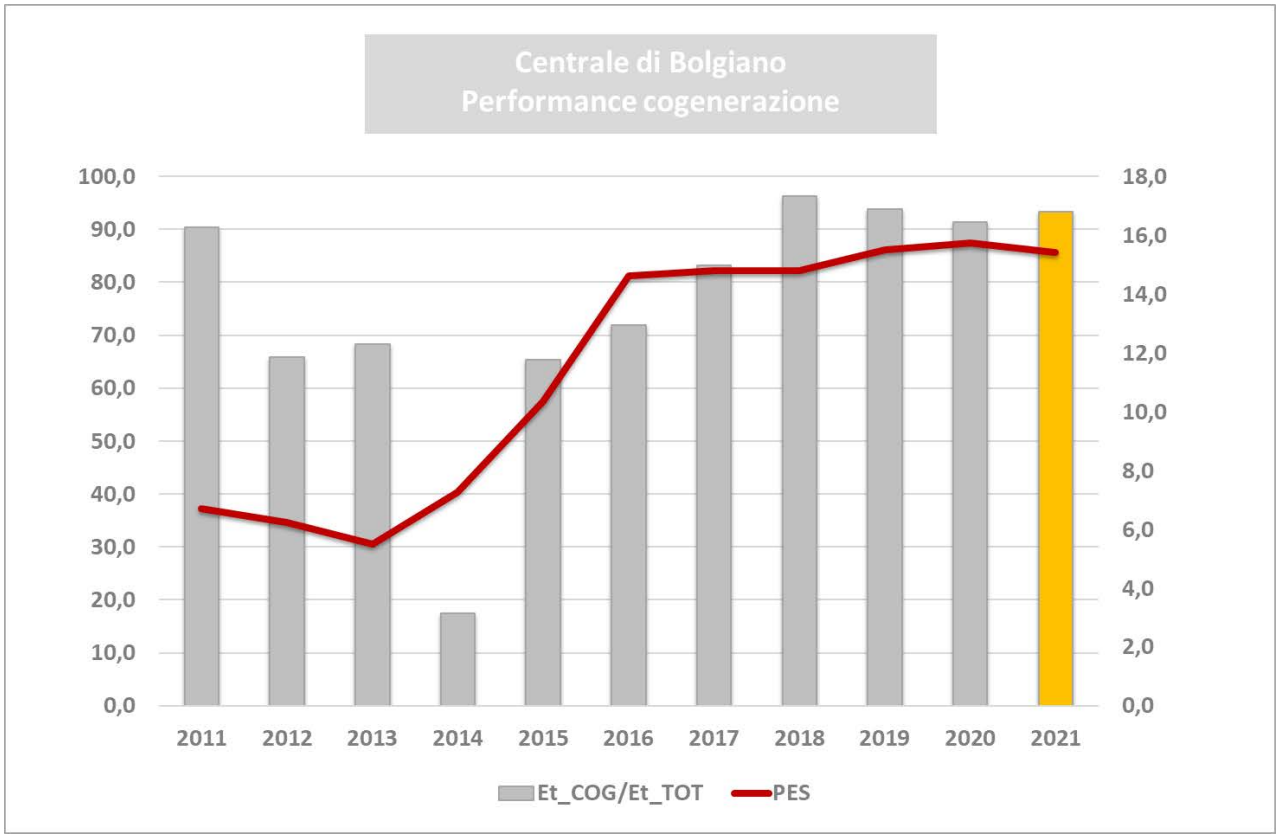


Figura 5 - Performance cogenerazione

Aspetti ambientali

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

Nelle tabelle seguenti si riportano gli aspetti ambientali e le opportunità caratterizzanti le attività dello stabilimento di Bolgiano e la valutazione della loro significatività.

ASPETTI AMBIENTALI DIRETTI	Significatività	Priorità di intervento	Impatto ambientale associato
Consumo risorse energetiche	Mediamente significativo	P2	Impoverimento Risorse Naturali
Consumo risorse idriche	Non significativo	P1	Impoverimento Risorse Naturali
Emissioni in Atmosfera (NO_x, CO)	Mediamente significativo	P2	Inquinamento atmosferico
Emissioni di Gas Climalteranti (CO_2 e Altro)	Mediamente significativo	P2	Effetto serra
Emissioni Diffuse e Fuggitive in Atmosfera	Non Significativo	P2	Effetto Serra
Scarichi Idrici	Non Significativo	P1	Inquinamento risorse Idriche
Emissioni di rumore all'esterno	Mediamente Significativo	P2	Inquinamento Acustico
Produzione di Rifiuti	Non Significativo	P1	Inquinamento suolo e falda
Emissioni odorigene	Non significativo	P1	Inquinamento Odorigeno
Impatto Visivo	Non Significativo	P1	Impatto paesaggistico
Campi Elettromagnetici	Non Significativo	P1	Inquinamento elettromagnetico
Contaminazione Suolo, sottosuolo e falda	Non Significativo	P1	Inquinamento suolo e falda

ASPETTI AMBIENTALI DIRETTI	Significatività	Priorità di intervento	Impatto ambientale associato
Amianto[1]	Non Significativo	P2	Rilascio fibre amianto

ASPETTI AMBIENTALI DIRETTI	Significatività	Priorità di intervento	Impatto ambientale associato
Emissioni in atmosfera	Non Significativo	P1	Inquinamento Atmosferico
Consumo risorse idriche	Non Significativo	P1	Impoverimento Risorse Naturali
Contaminazione suolo, sottosuolo e falda	Non Significativo	P1	Inquinamento suolo e falda
Rifiuti	Non Significativo	P1	Inquinamento suolo e falda
Radiazioni ionizzanti[2]	Non significativo	P1	Inquinamento da radiazioni ionizzanti
Impatto Visivo	Non Significativo	P1	Impatto paesaggistico
Campi elettromagnetici	Non Significativo	P1	Inquinamento Elettromagnetico

[1] Amianto da considerarsi solo come aspetto diretto, poiché l'attività di gestione della rete di teleriscaldamento (che contiene tratti di amianto) è da considerarsi come "diretta" per le attività dello stabilimento

[2] Radiazioni ionizzanti valutate come aspetto indiretto. Nonostante dalla campagna di rilevamento della concentrazione di Radon in aria, tenuta da ENI RADI, e conclusa nell'aprile 2018, risultasse che:

- non sussistono problemi all'interno della centrale tali da avere rilevanza dal punto di vista espositivo;
- non si è tenuti a ripetere la campagna di misura;

a seguito dell'emissione del D.Lgs n. 101 del 31 luglio 2020, Enipower ha deciso di considerare il rischio relativo alle radiazioni ionizzanti non più nullo ma TRASCURABILE

OPPORTUNITÁ	Significatività	Priorità di intervento	Impatto ambientale associato
Riduzione dei consumi energetici della pompa di reintegro serbatoi mediante modifica alla logica di reintegro TLR	Mediamente significativo	P2	Impoverimento Risorse Naturali
Ottimizzazione sistema antighiaccio attraverso installazione strumentazione di misura umidità	Mediamente significativo	P2	Impoverimento Risorse Naturali
Miglioramento gestione rifiuti mediante nuovo deposito temporaneo	Non significativo	P2	Inquinamento Suolo e Falda

Per tutti gli aspetti ambientali mediamente significativi sono applicate le migliori tecnologie disponibili. I parametri di riferimento sono oggetto di monitoraggio, come da indicazioni del Piano di Monitoraggio allegato all'AIA, e di periodiche analisi per verificare il mantenimento delle migliori performance. Sono, inoltre, valutate, insieme ai fornitori, possibili migliorie impiantistiche legate all'evoluzione tecnologica.

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

Il codice di priorità di intervento, così come definito dalla procedura aziendale, si interpreta nel seguente modo:

- P1: Monitoraggio
- P2: Procedure di controllo operativo e a scelta obiettivi di miglioramento
- P3: Procedure di controllo operativo e obiettivi di miglioramento

Gli indici specifici riportati nei seguenti paragrafi sono calcolati considerando l'energia elettrica lorda prodotta.

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 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.

Emissioni in atmosfera

Emissioni di macroinquinanti

Le emissioni in atmosfera sono generate dalla combustione del gas naturale nelle unità produttive dell'impianto di cogenerazione. Nella tabella seguente sono riportati i valori della concentrazione media dei macroinquinanti (in mg/Nm^3) per i vari gruppi produttivi nell'ultimo triennio.

Gruppo	Parametro	Limite autorizzato			Concentrazione media			Concentrazione di picco in condizioni di normale funzionamento		
		(media oraria) fino al 31/12/19	(media giornaliera) dal 01/01/20	(media annuale) dal 01/01/20	*2019*	*2020*	2021	2019 (media oraria)	2020 (media giornaliera)	2021 (media giornaliera)
M21 Turbogruppo	**NO_X**	30 (@15% O_2)	30 (@15% O_2)	30 (@15% O_2)	21,3	19,8	20,1	28,8	23,4	26,1
	CO	50 (@15% O_2)	50 (@15% O_2)	45 (@15% O_2)	25,7	32,3	32,5	45,7	40,1	38,7
M22 Motori endotermici	**NO_X+NH_3**	100 (@5% O_2)			49,6			65,9		
	NO_X		30 (@15% O_2)	28 (@15% O_2)		14,0	15,2		19,5	21,8
	NH_3		2 (@15% O_2)			0,23	0,14		0,7	0,84

Gruppo	Parametro	Limite autorizzato			Concentrazione media			Concentrazione di picco in condizioni di normale funzionamento		
		(media oraria) fino al 31/12/19	(media giornaliera) dal 01/01/20	(media annuale) dal 01/01/20	*2019*	*2020*	2021	2019 (media oraria)	2020 (media giornaliera)	2021 (media giornaliera)
	CO	100 (@5% O_2)	40 (@15% O_2)	40 (@15% O_2)	50,4	13,1	18,3	94,2	34,0	34,3
M23 Motori endotermici	**NO_X+NH_3**	100 (@5% O_2)			47,8			70,1		
	NO_X		30 (@15% O_2)	28 (@15% O_2)		13,0	15,7		17,0	19,5
	NH_3		2 (@15% O_2)			0,22	0,24		0,6	0,66
	CO	100 (@5% O_2)	40 (@15% O_2)	40 (@15% O_2)	42,0	13,2	19,2	99,2	30,6	35,8
M24 Caldaia ausiliaria	**NO_X**	120 (@3% O_2)	100 (@3% O_2)	100 (@3% O_2)	65,2	64,4	68,2	86,9	73,9	74,4
	CO	100 (@3% O_2)	100 (@3% O_2)	40 (@3% O_2)	7,4	5,5	5,4	55,9	10,3	8,8
M25 Caldaia ausiliaria	**NO_X**	120 (@3% O_2)	100 (@3% O_2)	100 (@3% O_2)	63,3	61,1	61,2	83	67,2	67,9
	CO	100 (@3% O_2)	100 (@3% O_2)	40 (@3% O_2)	7,1	5,2	2,7	52,7	13,9	5,0
M26	**NO_X**	120 (@3% O_2)	100 (@3% O_2)	100 (@3% O_2)	61,4	62,9	60,5	74,9	71,1	76,5

Gruppo	Parametro	Limite autorizzato			Concentrazione media			Concentrazione di picco in condizioni di normale funzionamento		
		(media oraria) fino al 31/12/19	(media giornaliera) dal 01/01/20	(media annuale) dal 01/01/20	*2019*	*2020*	2021	2019 (media oraria)	2020 (media giornaliera)	2021 (media giornaliera)
Caldaia ausiliaria	**CO**	100 (@3% O_2)	100 (@3% O_2)	40 (@3% O_2)	11,6	8,0	4,8	63,1	13,2	8,5

Tabella 1 - Concentrazioni medie annuali dei macroinquinanti e limiti autorizzati

Con la nuova AIA rilasciata il 31/10/2019 i limiti sono considerati su media giornaliera ed annuale (e non più su media oraria); inoltre per i motori è cambiata la concentrazione di ossigeno di riferimento (da 5% a 15%) ed è richiesto il monitoraggio della concentrazione di NH_3 separatamente da quella degli NO_x.

Nel grafico di Figura 6 sono riportati gli andamenti massici triennali 2019-2021 delle emissioni di CO e NO_x totali di Stabilimento.

L'aumento, nel 2021, delle emissioni di CO (+28% rispetto al 2020) è dovuto in parte all'aumento della produzione complessiva, in parte (considerato che anche il relativo indice di emissione è aumentato) al maggior utilizzo della turbina a gas.

L'aumento delle emissioni di NO_x (+24% rispetto al 2020) è riconducibile agli stessi motivi sopra esposti per le emissioni di CO. Dato che in questo caso il relativo indice di emissioni specifiche è aumentato in maniera meno marcata di quello del CO, si può ritenere che l'aumento delle emissioni di NO_x sia imputabile soprattutto alla maggiore produzione complessiva.

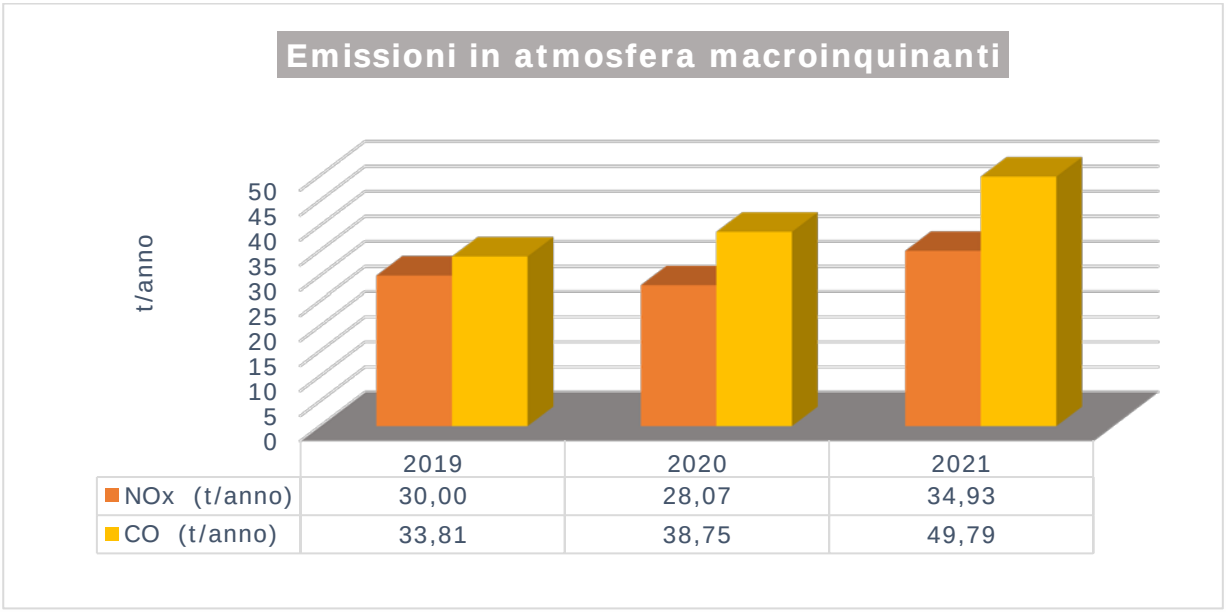


Figura 6 - Emissioni di CO e NO_x

Nelle Figura 7 e Figura 8 sono riportati gli andamenti degli indici di emissione triennali per CO e NO_x. Come per i valori massici, anche per le emissioni specifiche si osserva un incremento (+3,6%) per il CO e una diminuzione (-15%) per gli NO_x.

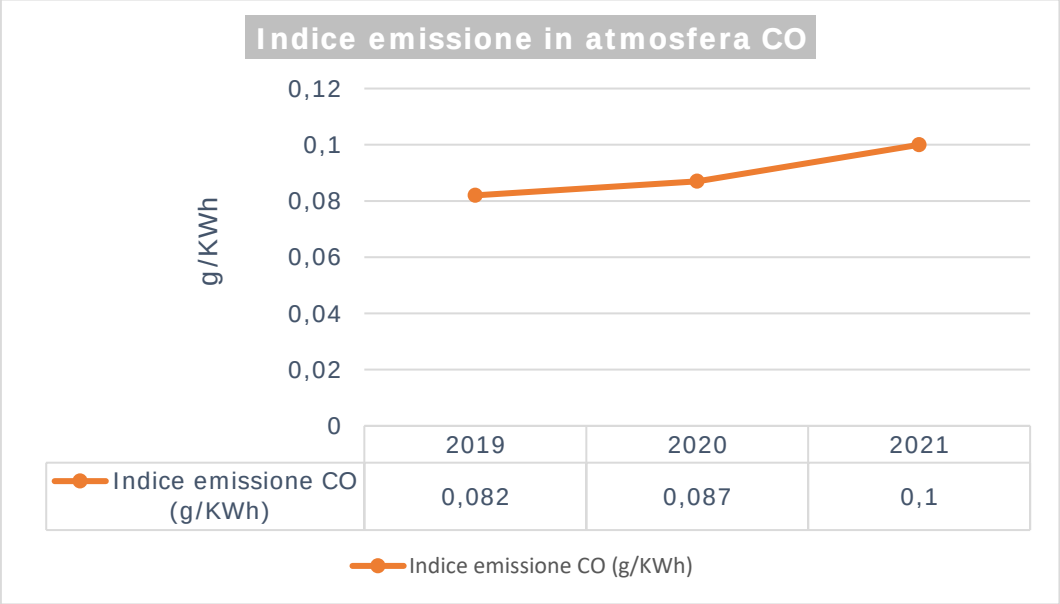


Figura 7 – Emissioni specifiche di CO*

* I dati 2020 sono stati revisionati per aggiornamento dovuto ad approssimazione dei dati

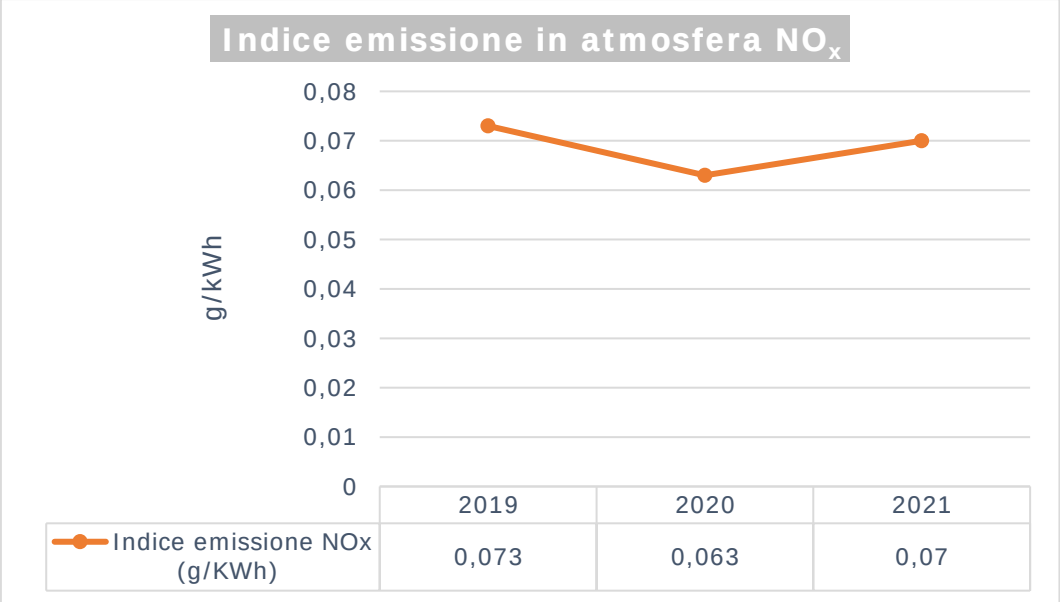


Figura 8 – Emissioni specifiche NO_x*

* I dati 2020 sono stati revisionati per aggiornamento dovuto ad approssimazione dei dati

Emissioni gas serra

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

A seguito di quanto richiesto dalla deliberazione 70/2019 sono stati caricati sul portale scrivaniaets.minambiente.it, i dati di riferimento per il quinquennio 2014-2018, al fine di ottenere l'assegnazione di quote gratuite di CO_2 per la prima parte (2021-2025) della IV fase ETS.

Le quote assegnate per l'anno 2021 sono state approvate con Deliberazione n. 113/2021 e sono pari a 8.854 tonnellate.

Nell'ambito della partecipazione al quarto periodo di adempimento del Sistema Europeo di Emission Trading relativo allo scambio di quote di emissione di CO_2 ai sensi della Direttiva 2003/87/CE, lo Stabilimento Enipower di Bolgiano nel 2021 ha ottenuto, nei tempi previsti, la certificazione delle emissioni dell'anno precedente da parte dell'ente esterno di verifica, pari a 128.410 t di CO_2

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

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

Nella tabella seguente, vengono riportati i valori massici (in termini di t di CO_2eq) di tutti i gas effetto serra dell'ultimo triennio.

		U.M.	2019	2020	2021
Emissioni di GHG Totali		(t CO_2 eq/anno)	106.718	116.336	129.632
di cui:					
CO_2		(t/anno)	105.406	114.841	128.410
CH_4		(t CO_2 eq/anno)	752	881	572
	da comb. e processo	(t/anno)	2,02	2,2	2,45
	Venting	(t/anno)	28	33	20
	Fuggitive	(t/anno)	0,36	0,33	0,38
N_2O		(t CO_2 eq/anno)	537	585	650
		(t/anno)	1,8	1,96	2,18
HFC (125)		(t/anno)	0	0	0
SF_6		(t/anno)	0	19,38	0
Miscele (*)		(t/anno)	22,9	10,0	0

Tabella 2 -Emissioni gas serra

(*) Per miscele si intende gas refrigeranti raggruppati nella serie R400.

Le emissioni di SF_6 e Miscele (gas refrigeranti R400) sono dovute a perdite di gas riscontrate durante le operazioni di manutenzione rispettivamente dei trasformatori e degli impianti di condizionamento.

Nei grafici delle Figura 9 e 10 si riportano i valori massici delle emissioni di GHG e i relativi indici.

Le emissioni dirette di GHG in atmosfera sono aumentate del 12% circa rispetto al 2020, in linea con l'aumento di produzione del 2021 rispetto al 2020. Lo dimostra il fatto che l'indice di emissione di CO_2 è rimasto praticamente invariato.

Si riscontra una riduzione complessiva delle emissioni da venting, che nel 2021 sono state il 39% in meno di quelle del 2020, dovuta soprattutto a un'ottimizzazione dei cicli di avvio e fermata della turbina a gas.

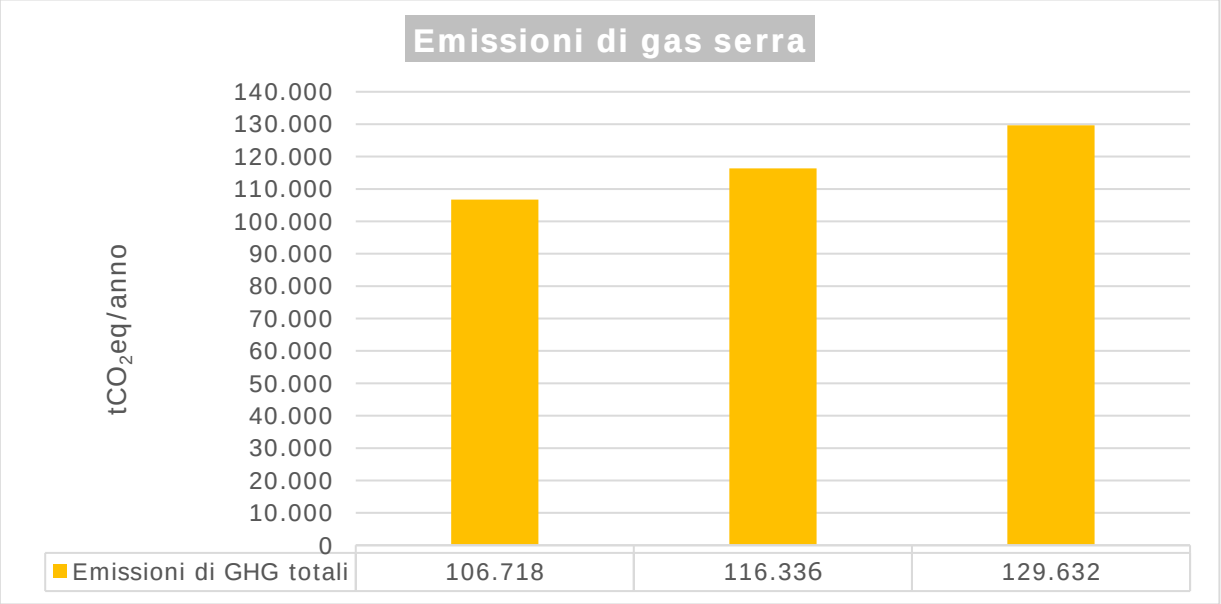


Figura 9 - Emissioni totali di GHG

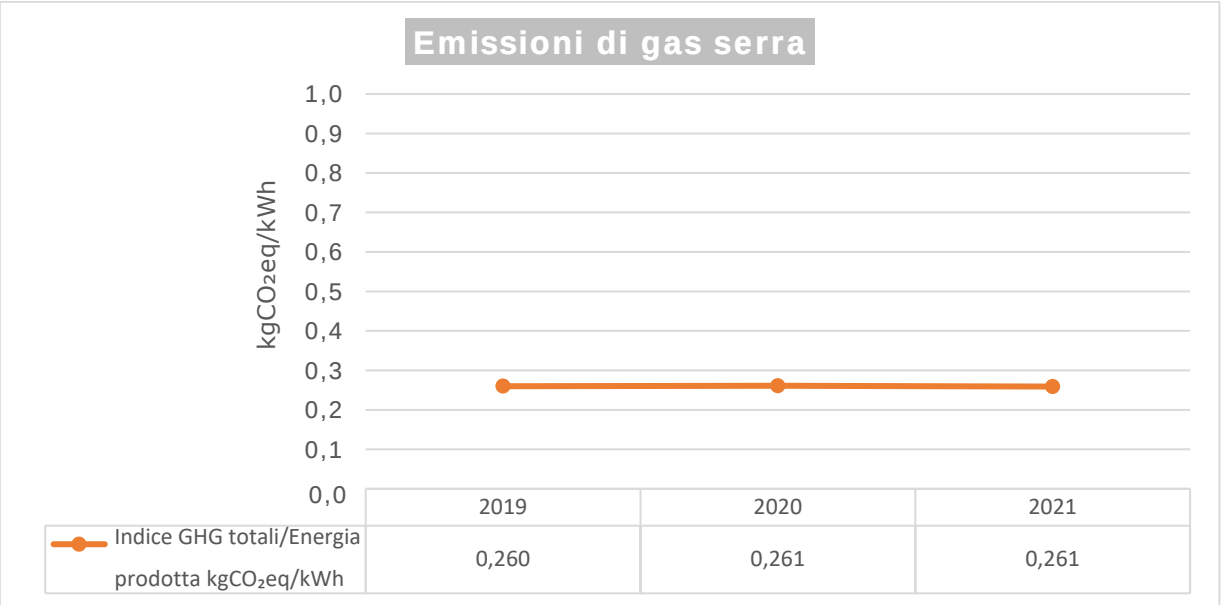


Figura 10 - Indice di emissione GHG totale

Impiego di risorse naturali ed energetiche

Ciclo dell'acqua

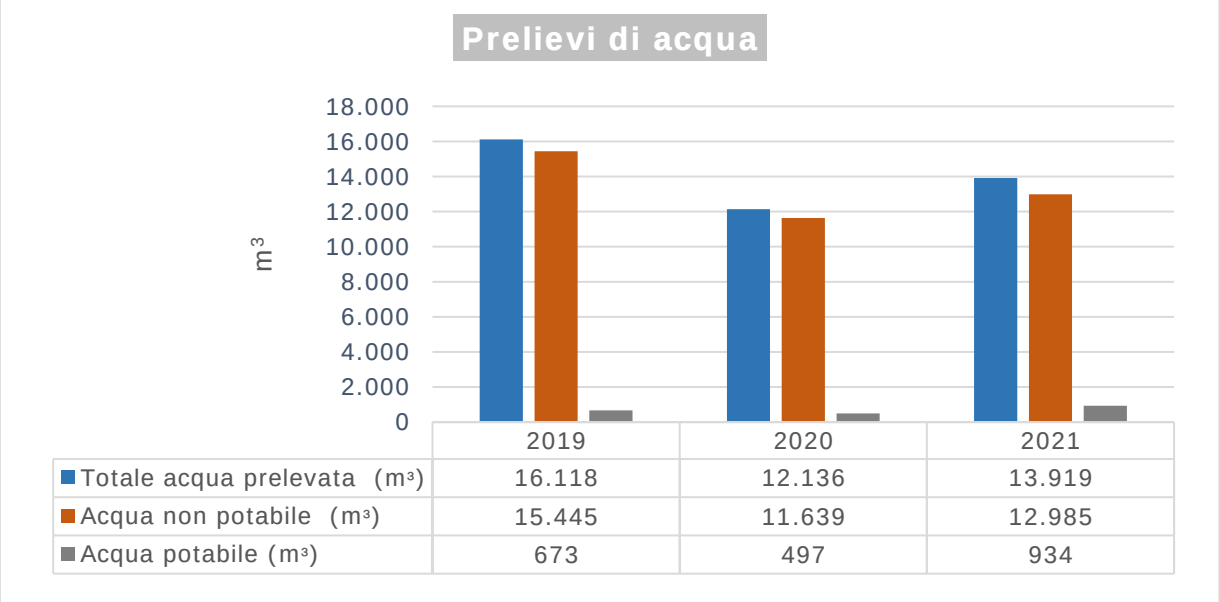
Nel seguito del documento vengono illustrati i punti salienti relativi al ciclo dell'acqua.

Prelievi idrici

Lo Stabilimento utilizza le seguenti tipologie di acqua:

- acqua potabile;
- acqua non potabile (o industriale).

Il grafico seguente illustra nell'ultimo triennio i consumi di acque in ingresso (totale, non potabile, potabile).



	2019	2020	2021
Totale acqua prelevata (m³)	16.118	12.136	13.919
Acqua non potabile (m³)	15.445	11.639	12.985
Acqua potabile (m³)	673	497	934

Figura 11 - Consumi di acque (non potabili/potabili)

Acqua totale

Il consumo totale è determinato da reintegri sulla rete TLR resi necessari da riempimento di nuove tratte o da consumi che si verificano in rete prevalentemente per effetto del funzionamento delle utenze o, limitatamente, da perdite localizzate.

Acqua potabile

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.).

Relativamente all'acqua potabile, nel 2021 si registra un significativo incremento dei prelievi rispetto all'anno precedente (+87,9%), legato al fatto che nel 2020 i prelievi erano stati influenzati dalle minori presenze in impianto dovute all'emergenza COVID-19.

Acqua non potabile

Questa tipologia di acqua arriva allo stabilimento attraverso acquedotto di proprietà di terzi (Eni Servizi).

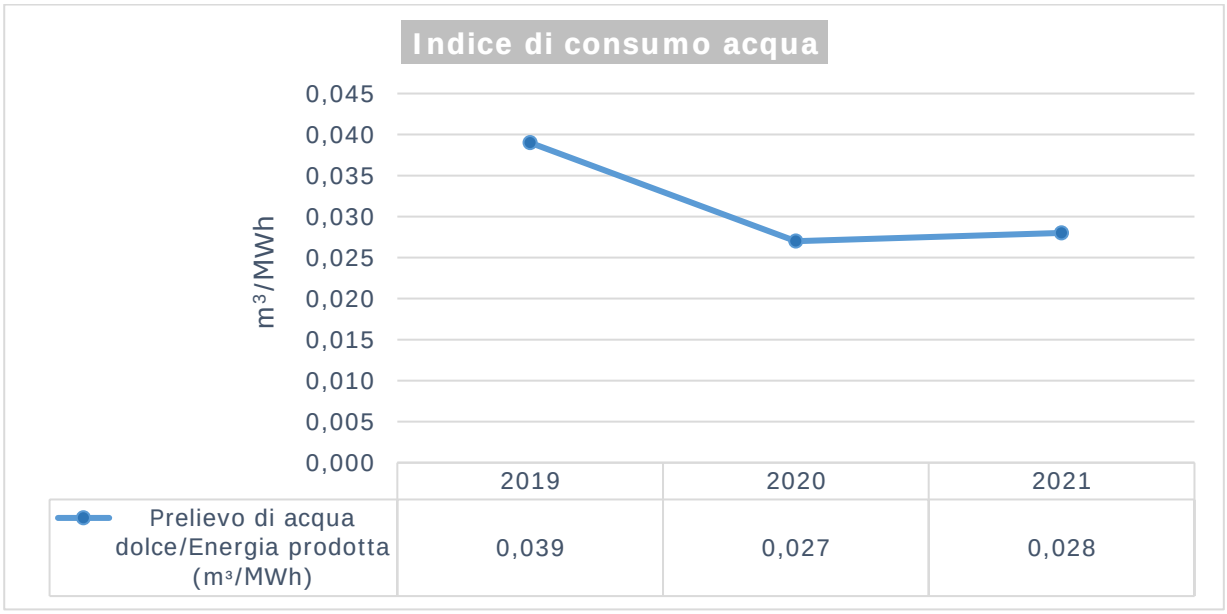
Gli impieghi attualmente previsti all'interno dello Stabilimento sono di seguito elencati:

- 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
  - Lavaggio compressore turbina
- raffreddamento dello spillamento (fluido di processo) utilizzato per l'analisi acqua rete teleriscaldamento, e raffreddamento del fluido di processo scarico S1P.

Per quanto concerne l'acqua non potabile, nel 2021 si registra un lieve incremento dei consumi (+11,6%) rispetto all'anno precedente, per maggiore utilizzo sistema Sprint turbina a gas.

Per comprendere meglio i valori analizzati nel grafico precedente, viene calcolato l'indice di consumo idrico, ottenuto come rapporto fra i consumi totali di acqua e l'energia totale prodotta. Il risultato è riportato nel grafico seguente.

Le riduzioni di acqua consumata e l'aumento della produzione si traducono in un calo dell'indice di consumo acqua.



	2019	2020	2021
Prelievo di acqua dolce/Energia prodotta (m³/MWh)	0,039	0,027	0,028

Figura 12 - Indice di consumo acqua

Scarichi idrici

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

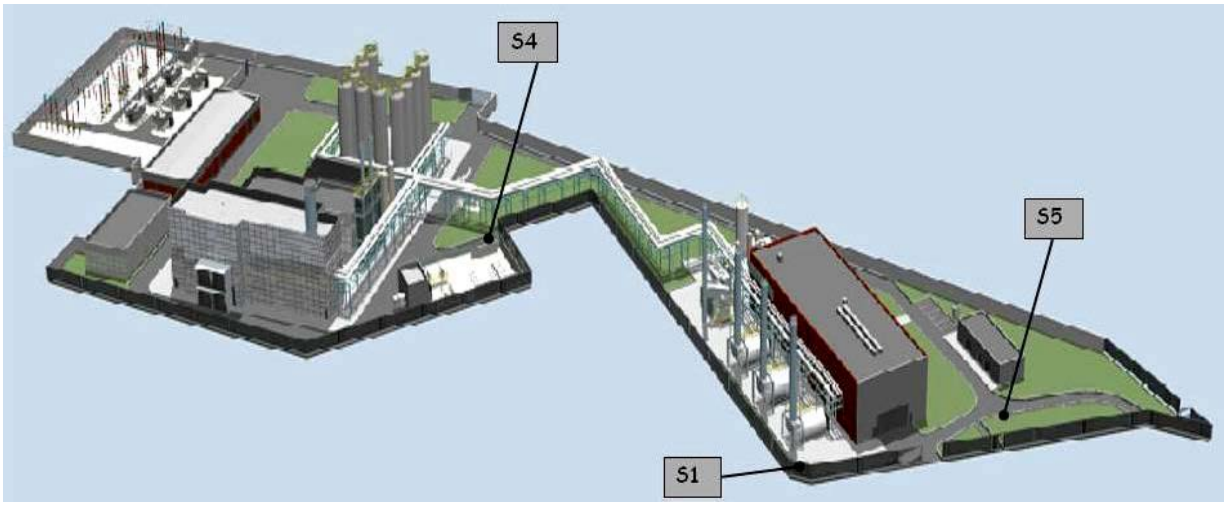


Figura 13 - Scarichi idrici di stabilimento

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 un canale 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.

- 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

Gli scarichi S1P e S1M confluiscono nel punto di scarico S1.

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).

Nel grafico seguente è rappresentato il trend per il triennio 2019-2021 dei volumi di acque reflue di processo.

Anche nel 2021 si conferma l'andamento decrescente dei quantitativi di acqua di processo scaricata (-36% circa rispetto al 2020), grazie all'ottimizzazione gestionale dei reintegri sulla rete di teleriscaldamento che comporta una minor richiesta di produzione di acqua demi; lo scarico di processo è, infatti, costituito principalmente dal concentrato degli impianti di produzione di acqua demi del sito.

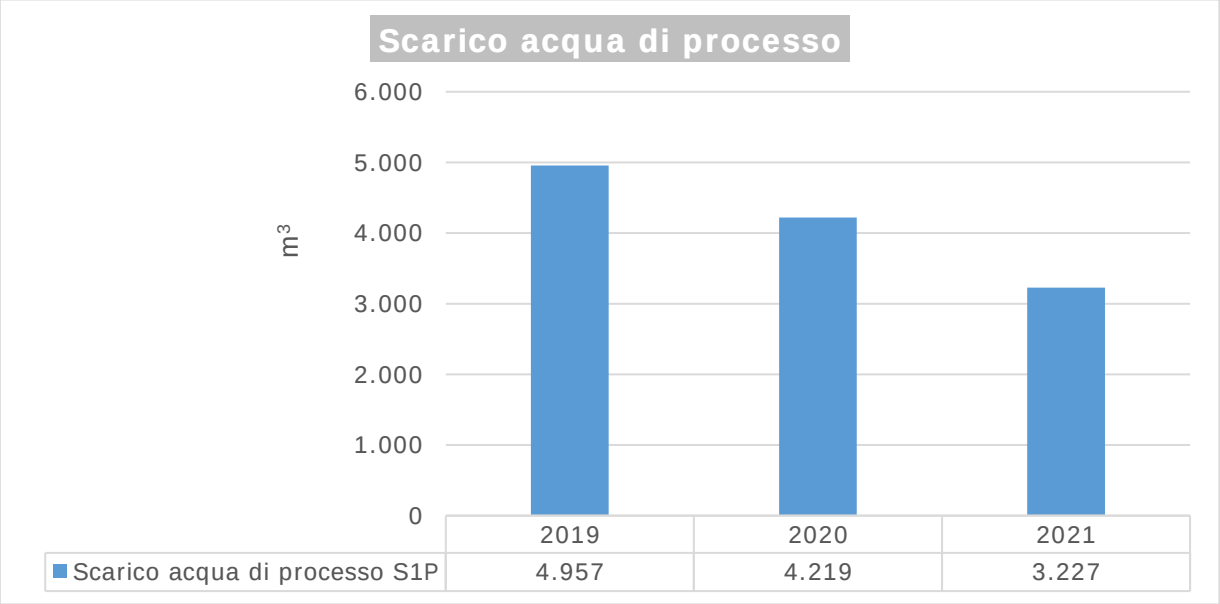


Figura 14 - Scarico acqua di processo S1P

Nel grafico seguente è rappresentato l'indice di scarico, calcolato come rapporto fra il volume annuo relativo allo scarico acque di processo S1P e l'energia totale (termica ed elettrica) prodotta nello stesso anno.

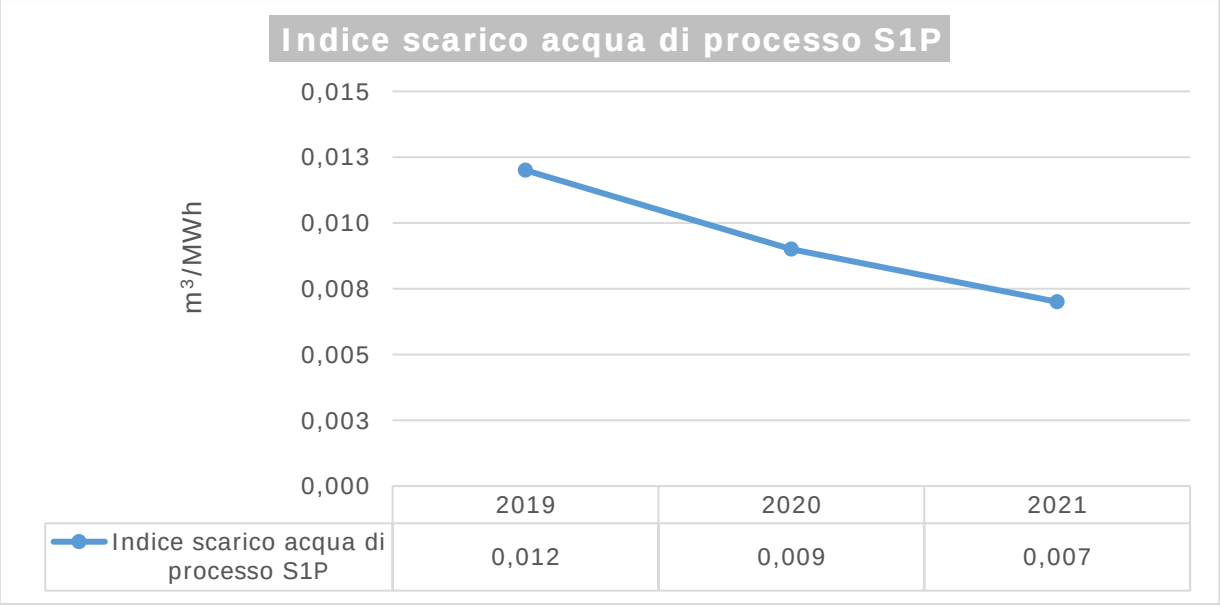


Figura 15 - Indice di scarico acqua di processo S1P

In ragione dei ridotti valori di acqua scaricata, l'indice di scarico acqua di processo continua sensibilmente a diminuire.

Nel grafico seguente, sono rappresentati gli scarichi di acque nere, che confluiscono agli scarichi S4 e S5.

Per quanto riguarda gli usi civili, si registra invece un raddoppio circa delle acque scaricate in fogna per la ripresa delle attività in presenza presso lo stabilimento, dopo che nel 2020 erano state ridotte a causa dell'emergenza COVID-19.

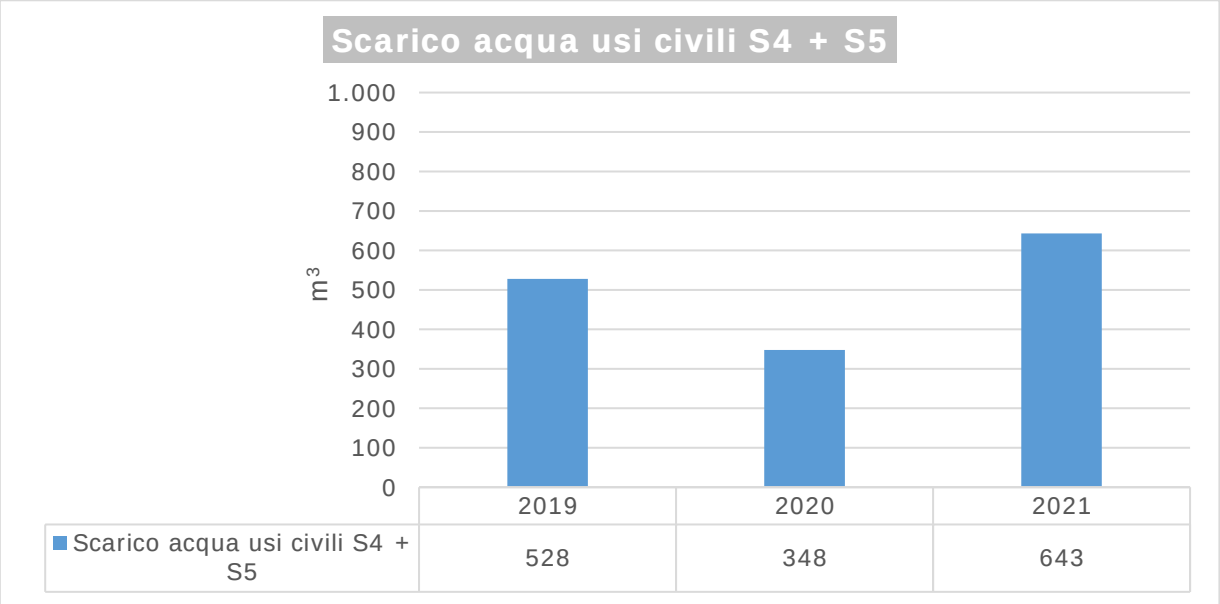


Figura 16 - Scarico acqua usi civili S4+S5

Lo scarico S1 rispetta i valori limite di Tabella 3 dell'Allegato V relativo alla Parte III del D.Lgs. 152/06. I controlli dei valori di concentrazione allo scarico sono svolti come da Piano di Monitoraggio allegato all'AIA. Inoltre, mensilmente è eseguito il monitoraggio della temperatura delle acque di scarico e dell'acqua del recettore a monte del punto di scarico, al fine di verificare che la variazione massima tra le due temperature a monte e a valle del punto di immissione non superi 3 °C. Viste la natura delle attività svolte e l'assenza di criticità/superamenti dei limiti negli ultimi anni, lo scarico delle acque nel corpo idrico ricettore non è considerato un aspetto ambientale significativo.

Consumo di combustibili ed efficienza energetica

Il 26 luglio 2015 Enipower ha ottenuto la certificazione energetica secondo la Norma ISO 50001. Tale certificazione ha implicazioni anche ai fini ambientali, in quanto alcune delle iniziative intraprese a seguito dell'analisi energetica effettuata consentono, oltre ad un miglioramento energetico, anche una diminuzione dell'impatto ambientale (minore consumo specifico implica minore utilizzo di combustibili a parità di energia prodotta e quindi minori emissioni specifiche); le iniziative di miglioramento energetico sono state anche inserite nel Piano di Miglioramento ambientale quadriennale di Stabilimento.

Rumore ambientale

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).

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 2021 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. Sono indicate di seguito, la descrizione e l'ubicazione dei ricettori scelti:

Postazione	Descrizione ed ubicazione	Direzione e distanza dal confine dell'area di centrale
P1	IRCSS Policlinico di San Donato Villetta Laboratori Via Pascoli – Sul terrazzo 1° piano	Sud-Ovest 700 m
P2	Edificio residenziale Via Cupello, 4/C – Sul balcone 1° piano	Nord-Ovest 130 m
P3	Ex fienile, oggetto di futura ristrutturaz. residenziale Cascina Monticello – Microfono a 4 m di altezza	Sud 80 m
P4	Edificio residenziale Via Maritano, 16/D – Sul balcone 3° piano	Sud-Ovest 440 m
P5	Edificio residenziale Via Cupello, 9/A – Sul balcone 3° piano	Nord 240 m

Tabella 3 – Ricettori residenziali critici

Nella figura seguente è rappresentata la posizione dei ricettori sensibili considerati.

La verifica del rispetto del limite differenziale è stata eseguita in periodo notturno (ritenuto più critico) nella postazione P3, l'unica non inquinata dal rumore delle infrastrutture di trasporto presenti nell'area (traffico veicolare e traffico aereo).

Dalla campagna di monitoraggio acustico eseguita si evince che i valori rilevati al confine della Centrale sono conformi ai limiti di immissione previsti in periodo diurno ed in periodo notturno.

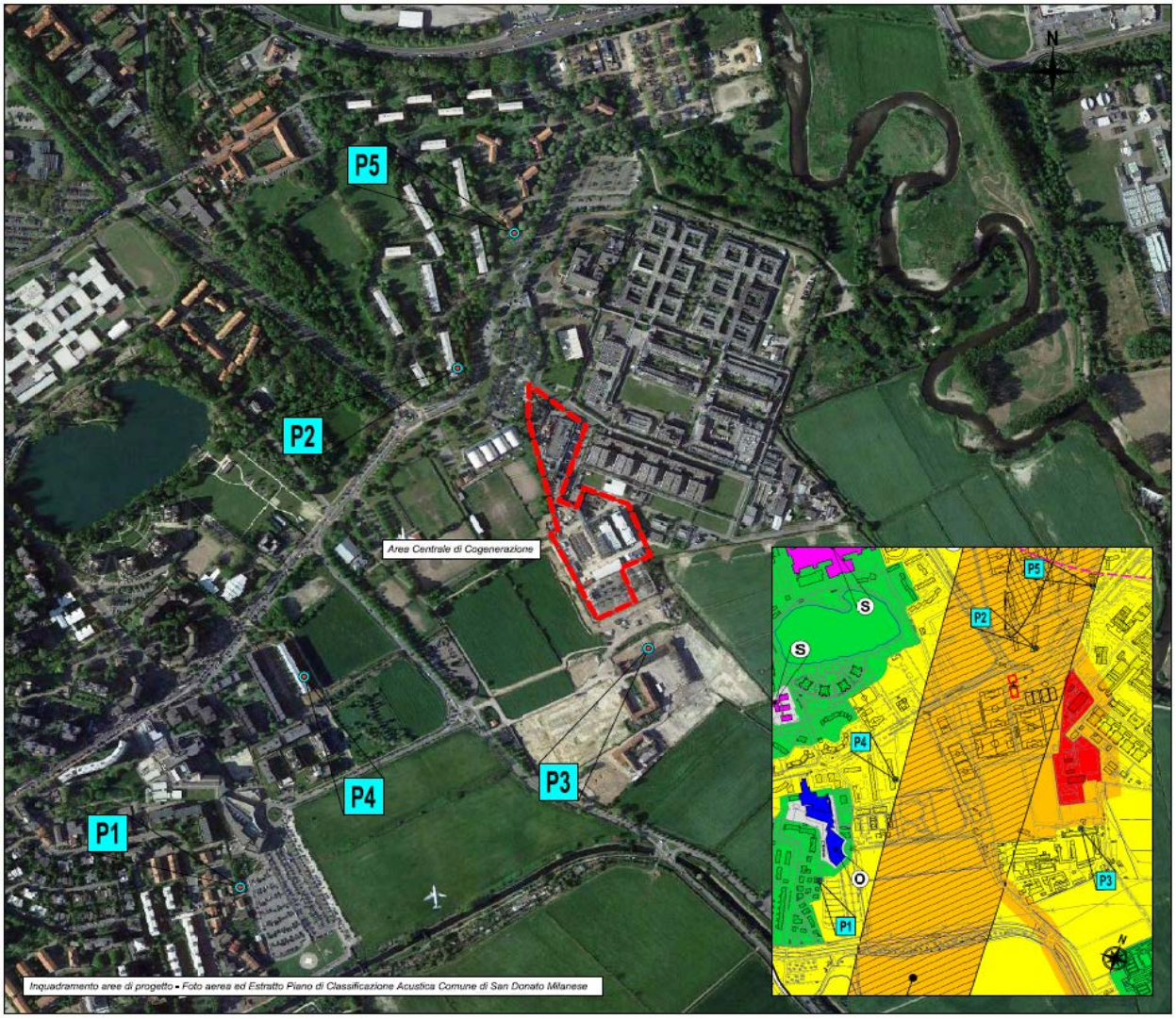


Figura 17 - Posizione dei ricettori sensibili

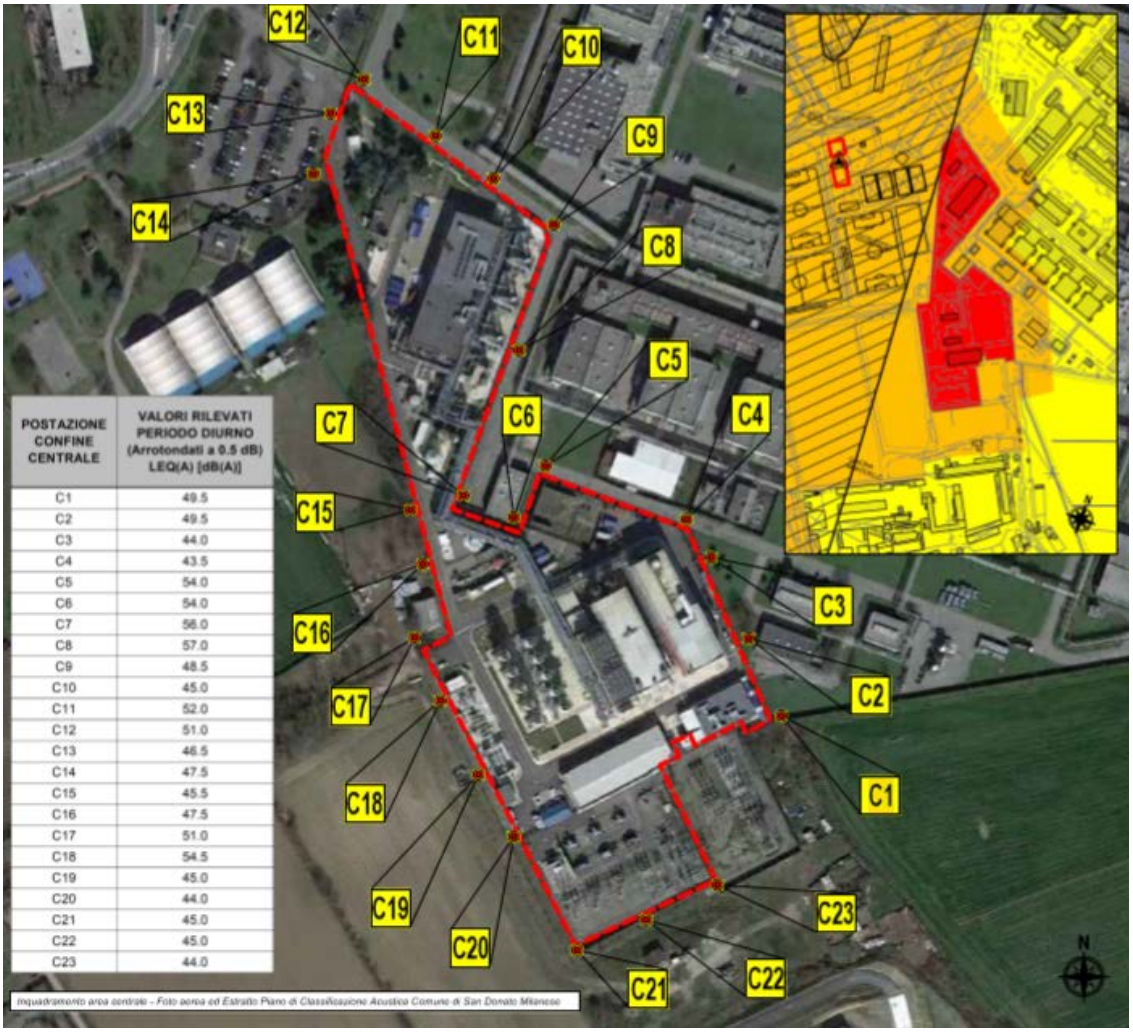
Relativamente al monitoraggio presso i ricettori esterni circostanti si evince quanto segue:

- 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. (Figura 17)
- 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. (Tabella 4)
- 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 4 - Verifica limiti assoluti di immissione presso i ricettori circostanti

I valori rilevati al confine della Centrale sono conformi ai limiti di immissione previsti in periodo diurno ed in periodo notturno (Figura 19 e Tabella 5).



POSTAZIONE CONFINE CENTRALE	VALORI RILEVATI PERIODO DIURNO (Arrotondati a 0.5 dB) LEQ(A) [dB(A)]
C1	49.5
C2	49.5
C3	44.0
C4	43.5
C5	54.0
C6	54.0
C7	56.0
C8	57.0
C9	48.5
C10	45.0
C11	52.0
C12	51.0
C13	46.5
C14	47.5
C15	45.5
C16	47.5
C17	51.0
C18	54.5
C19	45.0
C20	44.0
C21	45.0
C22	45.0
C23	44.0

Figura 18 - 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*

Tabella 5 - Verifica limiti di immissione al confine di centrale

Centrale di Brindisi

Mantenimento Registrazione

Dati tecnici aggiornati al 31-12-2021

Sommario

Centrale di BRINDISI 3
Descrizione della Centrale 3
Interventi impiantistici 7
Principali accadimenti ambientali 7
Inquadramento autorizzativo 7
Applicazione delle BAT 7
Inquinamento del suolo e della falda 9
Gestione degli Stakeholder 9
Produzione 13
Aspetti ambientali 14
Emissioni in atmosfera 17
Impiego di risorse naturali ed energetiche 23
Rumore ambientale 30

Centrale di BRINDISI

Descrizione della Centrale

La Centrale Enipower è situata all'interno del sito multisocietario di Brindisi (vedi Figura 1); con le proprie produzioni copre i fabbisogni energetici del sito nonché parte dei consumi elettrici nazionali.
Limitatamente alle aziende operanti nel sito multisocietario di Brindisi, tramite contratti di servizio, Enipower assicura il servizio di distribuzione di energia elettrica a livello di cabine primarie, fornisce vapore tecnologico e acqua demineralizzata.

Figura 1-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 2 si riporta uno schema semplificato del processo produttivo cogenerativo ad alto rendimento e basso impatto ambientale.

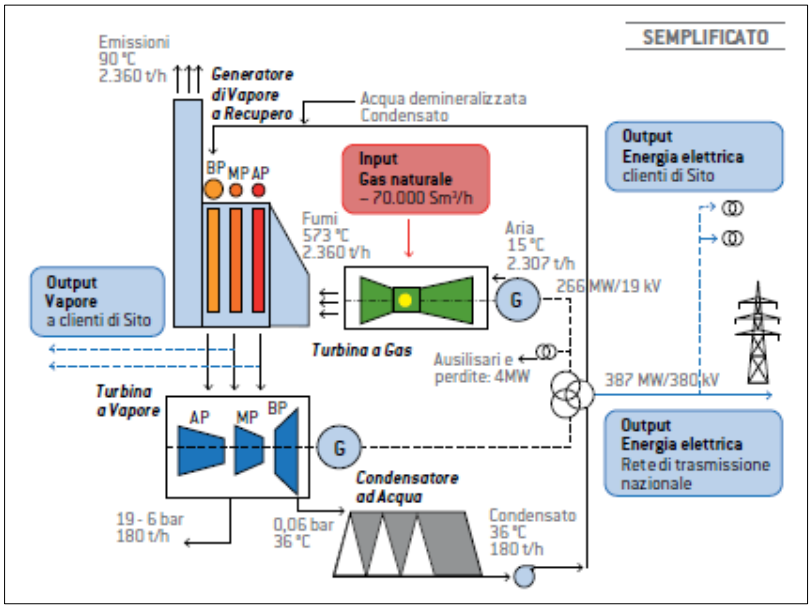


Figura 2 - Schema semplificato del processo produttivo cogenerativo

Combustibili fossili

Gas naturale: 46.282.760 GJ
Fuel Gas: 1.012.017 GJ
Gasolio: 446 kg

Vapore KS (*)

932.356 t

Additivi/Chemicals

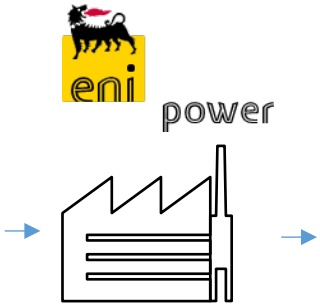
648 t

Risorse Idriche

Prelievi acqua mare: 301.432 Mm^3
Prelievi acque dolci: 0,598 Mm^3

Recupero Risorse Idriche

Prelievi acqua TAF: 0,402 Mm^3



Energia elettrica lorda

6.903.800 MWh

Energia termica equivalente

301.863 MWheq

Acqua demineralizzata prodotta

2,247 Mm^3

Emissioni GHG dirette

CO_2: 2.622.785 t
CH_4: 1.320 tCO_2eq
N_2O: 13.062 tCO_2eq
$(HFC+SF_6)$: 160 tCO_2eq

Emissioni

NO_x: 683 t
CO: 643 t

Scarichi

Acqua mare: 299,227 Mm^3
Acque dolci: 0,304 Mm^3

Rifiuti

Non pericolosi: 3474 t
Pericolosi: 314 t
Recuperati: 90%
Smaltiti: 10%

Figura 3 - Bilancio di massa 2021 dello stabilimento di Brindisi

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

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

Perimetrazione del sito di interesse nazionale

«BRINDISI»

Scala 1:100.000

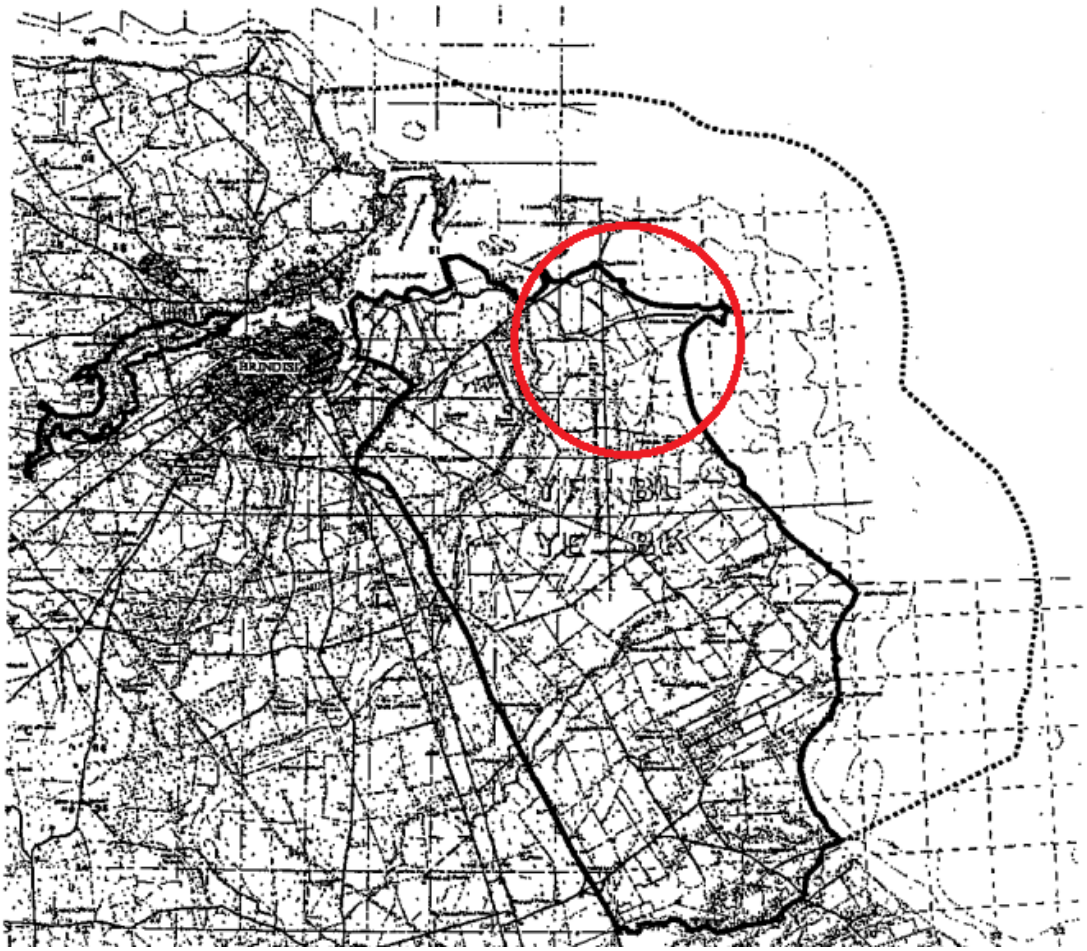


Figura 4 - Allegato 1 DM 10 gennaio 2000 Perimetrazione SIN di Brindisi

Interventi impiantistici

- Completamento del progetto di raccolta/trattamento/recupero acque di prima pioggia. Il recupero delle acque di prima pioggia è stato esteso alle aree rese libere dalla fine dei lavori di demolizione in Centrale Nord.
- Revamping della rete di Alta e Media Tensione dello stabilimento. Il progetto, consistente in un ammodernamento delle apparecchiature e di un incremento delle ridondanze, aumenta l'affidabilità attesa della rete elettrica del complesso petrolchimico.

Principali accadimenti ambientali

Per il periodo in esame non si segnalano eventi ambientali di rilievo.

Inquadramento autorizzativo

Lo Stabilimento Enipower di Brindisi è in possesso delle seguenti autorizzazioni:

- 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), inizio della IV fase per l'iter di autorizzazioni relativo alla Direttiva ETS.

In data 27 aprile 2021 è stata trasmessa la Relazione Annuale AIA relativa al 2020, dalla quale si evince il rispetto, da parte del Gestore, di tutte le prescrizioni dell'autorizzazione vigente.

Applicazione delle BAT

In data 31 luglio 2017, la Commissione Europea ha approvato, tramite decisione di esecuzione, le cosiddette "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:

"Nello stabilimento Enipower di Brindisi risultano applicate tutte le BAT relative ai grandi impianti di combustione:

BAT1: Enipower ha creato e mantiene un sistema di gestione certificato secondo lo standard ISO 14001/2015 con lo scopo di ridurre progressivamente l'impatto ambientale delle proprie attività, incluse le fasi transitorie e le situazioni di emergenza.

BAT2: il rendimento elettrico degli impianti è monitorato e confrontato con i dati di progetto.

BAT3: il monitoraggio delle emissioni in acqua e in aria viene effettuato in funzione delle prescrizioni ed è adeguato a garantire il rispetto dei limiti autorizzati.

BAT4: il monitoraggio delle emissioni in aria è effettuato in base alla normativa tecnica internazionale.

BAT6 (emissioni di CO), BAT 12 (efficienza energetica), BAT 42 (emissioni di NO_X): la combustione viene ottimizzata al fine di ridurre le emissioni di CO e altri incombusti, attraverso un controllo avanzato della combustione, il mantenimento in condizioni di massima efficienza dei sistemi e l'installazione di bruciatori di ultima generazione. La combinazione di questi fattori consente anche di massimizzare l'efficienza energetica e minimizzare le emissioni di NO_X.

Emissioni di NO_X (mg/Nm^3)	Media 2019	Valori BAT
CC1	23,12	10-40
CC2	17,97	10-40
CC3	14,07	10-40

BAT 8, BAT 44: L'ottimizzazione dei sistemi di abbattimento delle emissioni avviene attraverso tecnologie che riducono le emissioni in fase di combustione.

BAT 9: Il monitoraggio in continuo della qualità del combustibile permette un adeguamento in tempo reale dei parametri di combustione.

BAT 10: Il controllo degli aspetti ambientali è garantito anche in condizioni di esercizio diverso dal normale e in condizioni di emergenza, con dei piani specifici.

BAT 11: Il sistema di monitoraggio delle emissioni è ridondante e consente il loro monitoraggio anche in condizioni anomale e di emergenza.

BAT 12: La massima efficienza energetica viene perseguita con una combinazione di azioni tecniche e gestionali.

BAT 14: La qualità delle acque reflue viene garantita dalla segregazione dei flussi in base alla loro possibilità di contaminazione, anche accidentale.

BAT 17: La riduzione delle emissioni sonore verso l'esterno è garantita soprattutto dalla collocazione delle apparecchiature più rumorose all'interno di cabinati silenti.

BAT 40: L'efficienza di produzione viene garantita dall'utilizzo della tecnologia del ciclo combinato. I rendimenti exergetici netti dei tre cicli combinati della Centrale di Brindisi sono allineati ai valori indicati dalle BAT."

Inquinamento del suolo e della falda

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 MATTM.
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.

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 Figura 5.

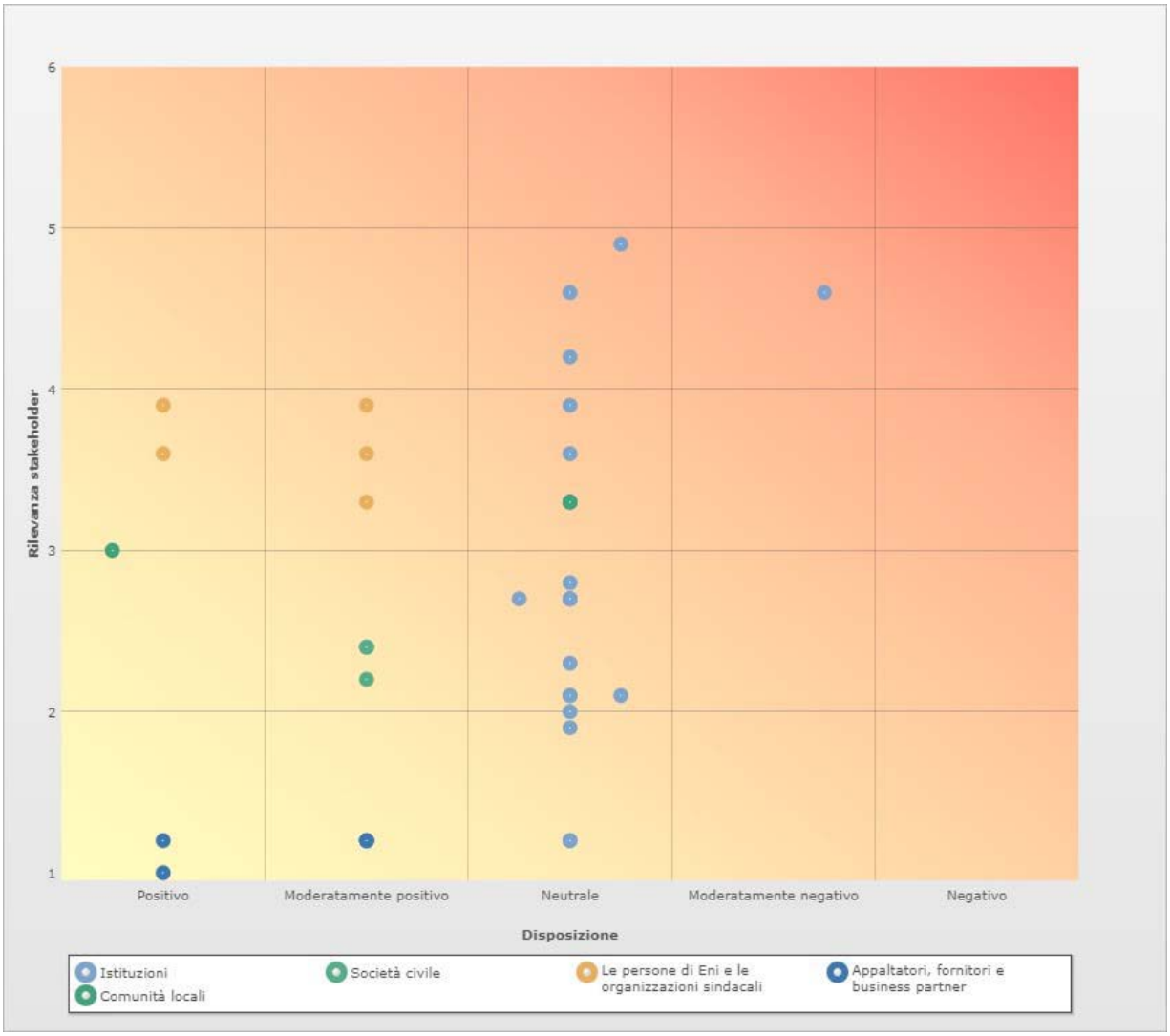


Figura 5 - Output del software SMS

Si riporta di seguito l'elenco dei principali Stakeholder e delle loro aspettative:

- 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 2021.
- REGIONE PUGLIA: Anche nel 2021, grazie agli investimenti realizzati sulla produzione di acqua demineralizzata, i consumi di acqua di pozzo sono stati nulli.
- PREFETTURA: Nulla da segnalare. E' in fase di emissione 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 stata firmata e quindi il monitoraggio sarà attivo per un ulteriore quinquennio. I dati dello studio precedente hanno portato a una rimodulazione dei punti di campionamento.
- COMUNE DI BRINDISI: È stata trasmessa la Dichiarazione Ambientale in data 1 dicembre. Il 28 gennaio 2021, a causa di un problema elettrico, si verificava il blocco generale dello stabilimento petrolchimico, in seguito al quale il Comune inviava alle società coinsediate la convocazione a un tavolo tecnico finalizzato a spiegare l'accaduto. Il progetto di revamping della rete elettrica viene anche incontro all'esigenza degli stakeholder locali di diminuire la probabilità di accadimento di blocchi di stabilimento.
- 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 2021 è stata emessa la revisione del Manuale SME, concordata con ARPA.
- ISPRA: Nessuna richiesta specifica avvenuta nel periodo esaminato. Nel settembre 2020 si teneva la Visita Ispettiva Ordinaria AIA. I rilievi della visita sono stati comunicati in data 29 dicembre. Oltre a richieste di ARPA Puglia relative alla reportistica ed al manuale SME, nel rapporto veniva rappresentato il mancato adeguamento di una parte di impianto al Regolamento Regionale 26/2013 inerente la gestione delle acque meteoriche. Lo stabilimento, completate le attività di adeguamento già in corso al momento della visita ispettiva, trasmetteva il 19 luglio la fine lavori. Dal mese di agosto 2021 è pienamente operativo il nuovo PMC.
- IMPRESE APPALTATRICI: Il Patto per la Sicurezza è stato esteso anche agli aspetti ambientali, diventando Patto per la Sicurezza e l'Ambiente.

- LAVORATORI: Anche il 2021 è stato caratterizzato dall'emergenza epidemiologica generata dal virus Covid 19, e 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.
  Le iniziative di Promozione Salute hanno avuto un rallentamento dovuto all'emergenza epidemiologica.
- ORGANISMO DI VIGILANZA: non si rilevano criticità in merito al rapporto 2021 dell'OdV.
- AZIENDE COINSEDIATE: È stato completato il programma di ammodernamento della rete elettrica di distribuzione. È in corso di ulteriore revisione il Piano Generale di Emergenza.

I contenziosi con la Pubblica Amministrazione in precedenza segnalati sono sostanzialmente cessati con l'emissione del decreto di riesame dell'AIA dello stabilimento, in quanto è venuto meno l'interesse della ricorrente:

1. ricorso al TAR Lazio - Roma con il quale la Società ha impugnato il regolamento regionale della Regione Puglia n. 24 del 3 ottobre 2012 e successivi atti collegati – Il ricorso è stato dichiarato inammissibile in quanto mancava il presupposto di danno a carico della ricorrente;
2. gruppo di ricorsi al TAR Lazio - Roma con i quali la Società ha impugnato gli atti con cui il Ministero dell'Ambiente ha introdotto nell'autorizzazione integrata ambientale dello stabilimento di Brindisi l'obbligo di sottostare regolamento regionale n. 24 del 3 ottobre 2012 – L'azienda ha rinunciato al procedimento in quanto nel decreto di riesame dell'AIA non è più presente il riferimento al regolamento regionale.

Produzione

Di seguito sono indicate le produzioni dello Stabilimento suddivise per tipologia.

La produzione totale, definita energia elettrica equivalente, è stata calcolata sommando l'energia elettrica prodotta dagli alternatori e il contenuto energetico del vapore sotto forma di exergia[1].

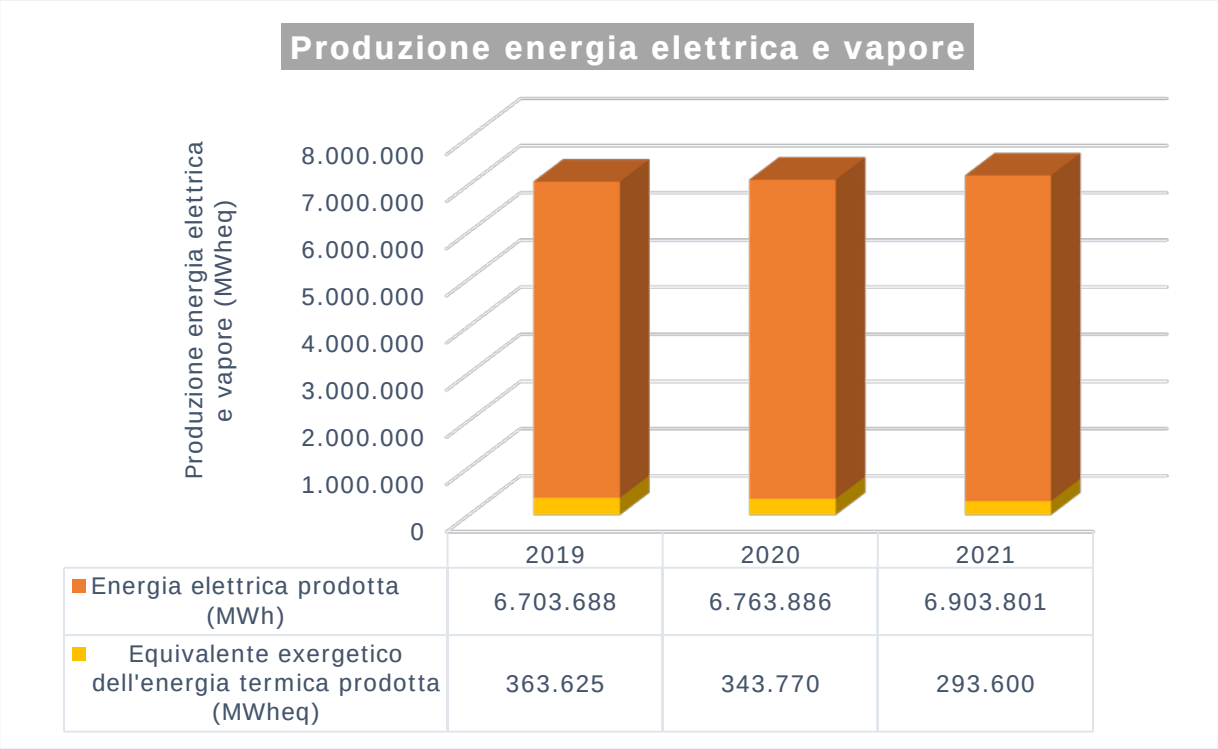


Figura 6 - Produzione energia elettrica e vapore

	2019	2020	2021
Vapore BP (t)	684.786	727.053	624.911
Vapore MP (t)	964.764	854.437	760.055

Tabella 1 – Produzione di vapore BP e MP

[1] Exergia: quantità di energia elettrica che sarebbe prodotta qualora il vapore distribuito ai clienti fosse completamente inviato in turbina a vapore per produrre energia elettrica. Per lo stabilimento Enipower di Brindisi l'exergia del vapore di Bassa Pressione (BP) è pari a 0,1802 MWheq/ton e l'exergia del vapore di Media Pressione (MP) è pari a 0,249 MWheq/ton

Nel corso del 2021 sono state effettuate le seguenti fermate per manutenzione programmata:

- Fermata CC1 dal 16 febbraio – durata 35 giorni (manutenzione Major)
- Fermata CC3 dal 4 maggio – durata 11 giorni (manutenzione Minor)
- Fermata CC2 dal 29 dicembre – durata 8 giorni (manutenzione Minor)

Aspetti ambientali

Enipower ha effettuato un'analisi iniziale degli aspetti ambientali, pertinenti alle attività dell'organizzazione, che generano un impatto sull'ambiente. La significatività degli aspetti ambientali viene valutata ogni anno. Nel corso del 2021 non si sono verificati eventi che abbiano portato a rivalutare la significatività degli aspetti ambientali. Si riportano quindi i risultati dell'analisi svolta in precedenza.

Aspetti ambientali diretti	Significatività	Priorità di intervento	Impatto ambientale associato
Consumo risorse idriche	Mediamente significativo	P2	Impoverimento risorse naturali
Sversamento sul suolo ed in falda	Non significativo	P2	Inquinamento suolo e falda
Scarichi idrici	Mediamente significativo	P1	Inquinamento risorse idriche
Emissioni diffuse e fuggitive in atmosfera	Non significativo	P1	Effetto serra
Emissioni convogliate (NO_x, ecc.)	Mediamente significativo	P2	Inquinamento atmosferico
Emissioni di gas climalteranti (CO_2 e altro)	Mediamente significativo	P2	Effetto serra
Emissioni di rumore all'esterno	Mediamente significativo	P1	Inquinamento acustico
Rifiuti	Non significativo	P1	Inquinamento suolo e falda
Amianto	Non significativo	P1	Rilascio fibre amianto
Consumo risorse energetiche	Mediamente significativo	P2	Impoverimento risorse naturali
Emissioni odorigene	Non significativo	P1	Inquinamento odorigeno
Consumo di suolo	Non significativo	P1	Consumo di suolo
Campi elettromagnetici e radiazioni ionizzanti	Non significativo	P1	Inquinamento elettromagnetico
Impatto visivo	Non significativo	P1	Impatto paesaggistico

Aspetti ambientali indiretti	Significatività	Priorità di intervento	Impatto ambientale associato
Consumo di risorse idriche	Non significativo	P1	Impoverimento risorse naturali
Sversamento sul suolo ed in falda	Non significativo	P1	Inquinamento suolo e falda
Emissioni in atmosfera	Non significativo	P1	Inquinamento atmosferico
Rifiuti	Non significativo	P1	Inquinamento suolo e falda
Amianto	Non significativo	P1	Rilascio fibre amianto

Opportunità	Significatività	Priorità di intervento	Impatto ambientale associato
Riduzione dell'inquinamento delle acque di mare mediante esecuzione del Piano di Monitoraggio Marino attraverso la Convenzione con l'ente Provincia	Mediamente significativo	P1	Inquinamento risorse idriche
Installazione di bruciatori a bassa emissione specifica di NO_x sui Cicli Combinati 2 e 3	Significativo	P2	Inquinamento atmosferico
Programma di Energy Saving	Significativo	P2	Effetto serra
Ridurre l'impatto ambientale dei rifiuti generati da attività produttive incrementando la percentuale dei rifiuti recuperati sul totale dei rifiuti recuperabili	Non significativo	P1	Inquinamento suolo e falda

Il codice di priorità di intervento, così come definito dalla procedura aziendale, si interpreta nel seguente modo:
P1: Monitoraggio;
P2: Procedure di controllo operativo e a scelta obiettivi di miglioramento;
P3: Procedure di controllo operativo e obiettivi di miglioramento.

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.

Nello Stabilimento 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.

Emissioni in atmosfera

Emissioni macroinquinanti

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

La combustione del gas da petrolchimico comporta un minor impiego di gas naturale, inoltre, grazie al suo elevato contenuto di idrogeno, a parità di produzione di energia elettrica, determina una minore emissione di CO_2 rispetto al gas naturale.

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.

Gruppo	Parametro	U.M.	Limite autor[2] (VLE)	Limite autor[3] (VLE)	Concentrazioni medie misurate nelle emissioni[4]			Media nel triennio	Max 2021[5]	Delta della media dal VLE[6]
					2019	2020	2021			
CC1	NO_x	mg/Nm³	30		23,12	18,79	15,89	19,27	26,17	-23%
				25						
	CO	mg/Nm³	25		0,62	0,84	0,82	0,76	28,21	-97%
CC2	NO_x	mg/Nm³	35		17,97	17,52	18,38	17,96	24,59	-28%
				25						
	CO	mg/Nm³	20		1,30	2,75	2,34	2,13	24,75	-89%
CC3	NO_x	mg/Nm³	35		14,07	14,01	15,87	14,65	20,51	-41%
				25						
	CO	mg/Nm³	20		3,60	4,62	2,54	3,59	28,46	-82%

Tabella 2. Emissioni ai camini

[2] Per gli NO_x il limite riguarda la media giornaliera, per la CO è sulla media oraria
[3] Media annuale.
[4] Media aritmetica delle medie mensili
[5] Per gli NO_x si riporta la massima media giornaliera, per la CO la massima media oraria
[6] Per gli NO_x il riferimento è la media annuale

Nel corso del 2021 si è riscontrato il superamento dei limiti di emissione di CO per due medie orarie, nella notte fra il 30 novembre e il 1 dicembre, sul CC3, a causa del rapido abbassamento della temperatura ambiente unito a un non ottimale tuning della combustione.

Lo stabilimento ha comunicato immediatamente, con prot. 164/2012/HSEQ/DC, l'avvenuto superamento ed inviato, con prot. 166/2021/HSEQ/DC, una nota agli E.C. nella quale ha rappresentato le cause dell'evento e le azioni volte ad evitare il ripetersi dell'accadimento.

Oltre ai limiti di concentrazione da rispettare durante l'esercizio a regime, lo Stabilimento ha anche il vincolo di non superare, nell'anno, il quantitativo di 1.300 t di NO_x, calcolato tenendo in considerazione tutti i flussi di massa comprensivi anche dei transitori.

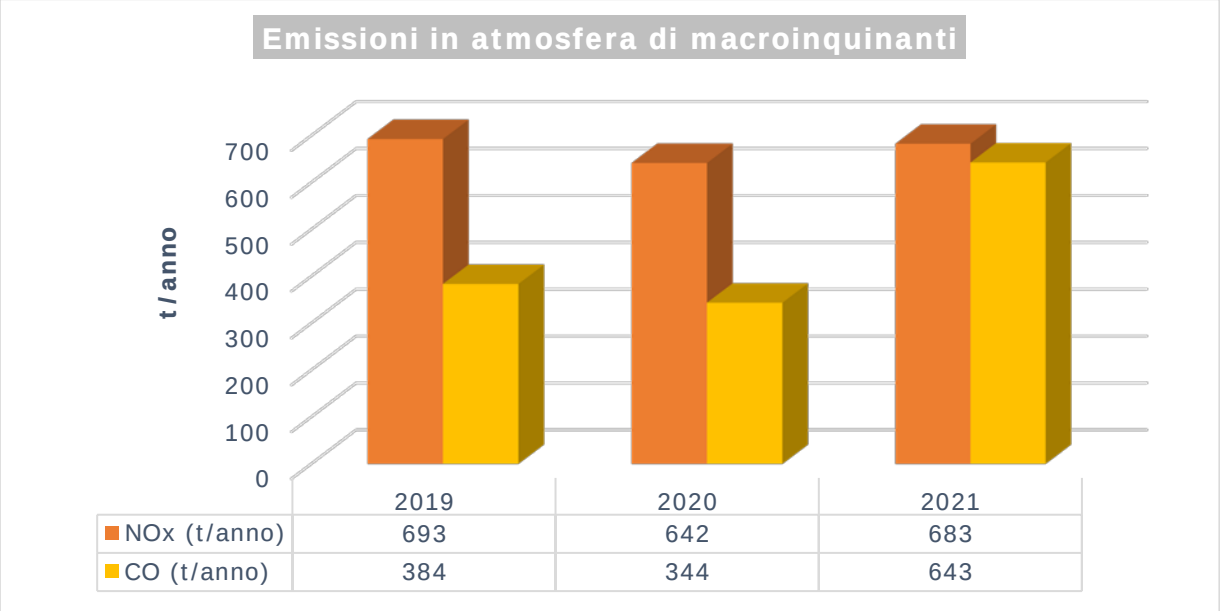


Figura 7 - Emissioni in atmosfera di macroinquinanti

Le emissioni di NO_X risultano allineate al 2020, mentre le emissioni di CO risultano significativamente maggiori rispetto a quanto consuntivato negli anni precedenti. Le emissioni di CO sono state condizionate dagli assetti derivanti dalle manutenzioni Terna sulla stazione di Pignicelle, con una marcia del Cicli Combinati al di sotto del minimo tecnico. L'aumento delle emissioni di CO si riflette anche sull'andamento dell'indice emissivo.

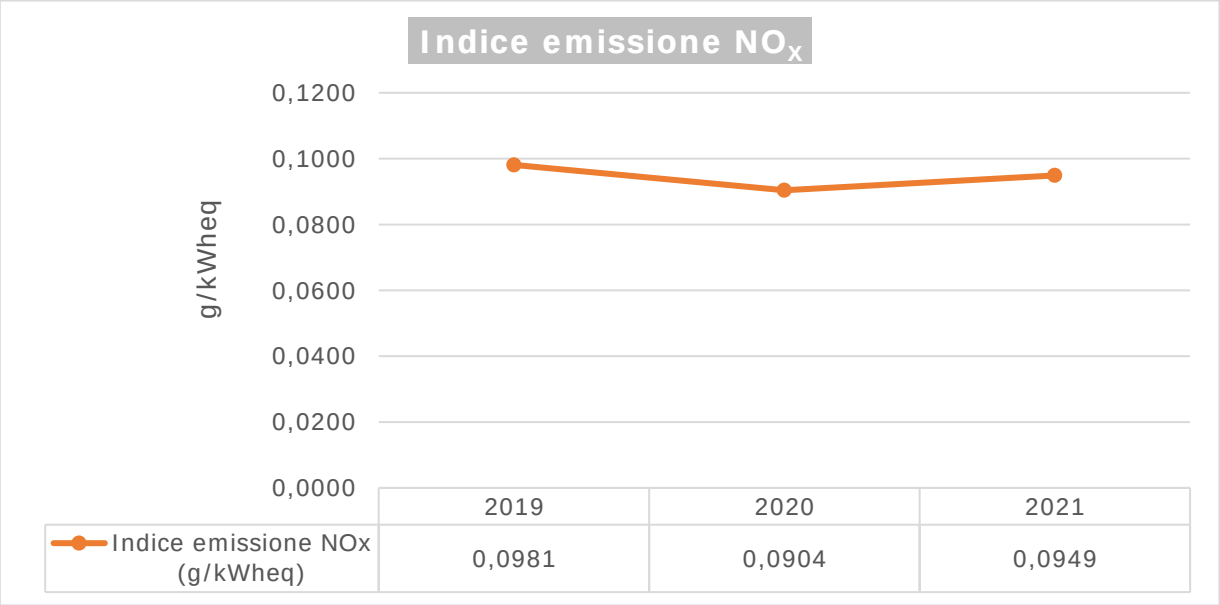


Figura 8 - Indice di emissione in atmosfera NO_x

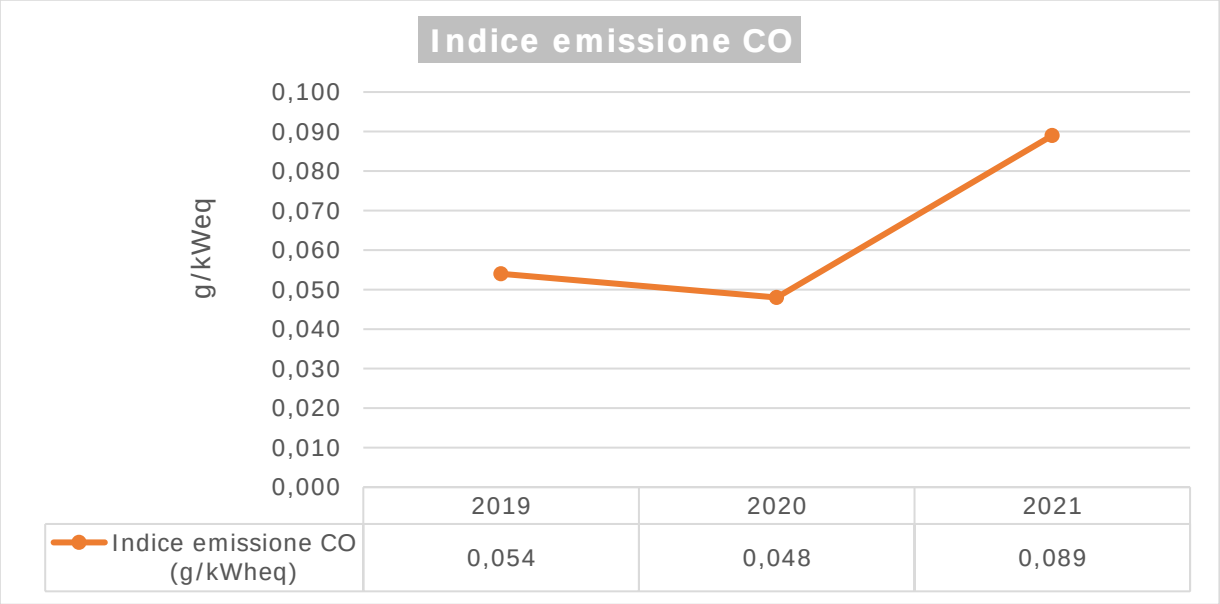


Figura 9 - Indice di emissione in atmosfera CO

Emissioni gas serra

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

Nell'ambito della partecipazione al quarto periodo di adempimento del Sistema Europeo di Emission Trading relativo allo scambio di quote di emissione di CO_2 ai sensi della Direttiva 2003/87/CE, la Centrale di Brindisi nel 2021 ha ottenuto, nei tempi previsti, la certificazione delle emissioni dell'anno precedente da parte dell'ente esterno di verifica.

Altre emissioni di gas ad 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.

Nelle figure seguenti si riportano le emissioni ed i relativi indici di emissione della CO_2 legata alla produzione di energia elettrica e vapore. Per l'anno 2021 le emissioni di CO_2 certificate sono state pari a 2.622.785 tonnellate CO_2eq.

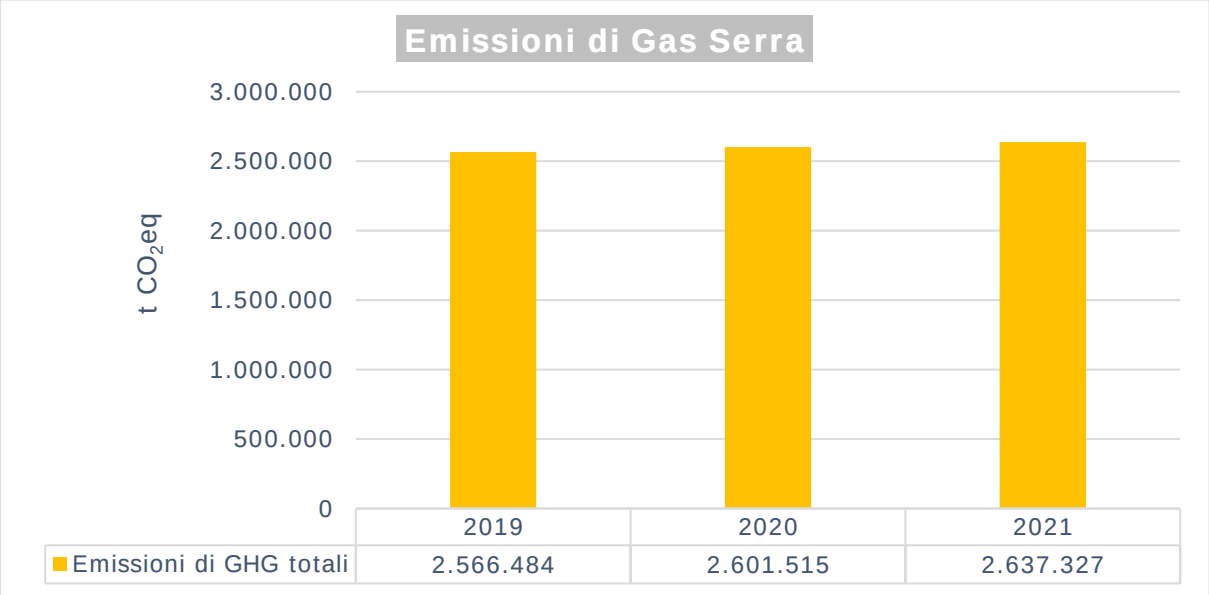


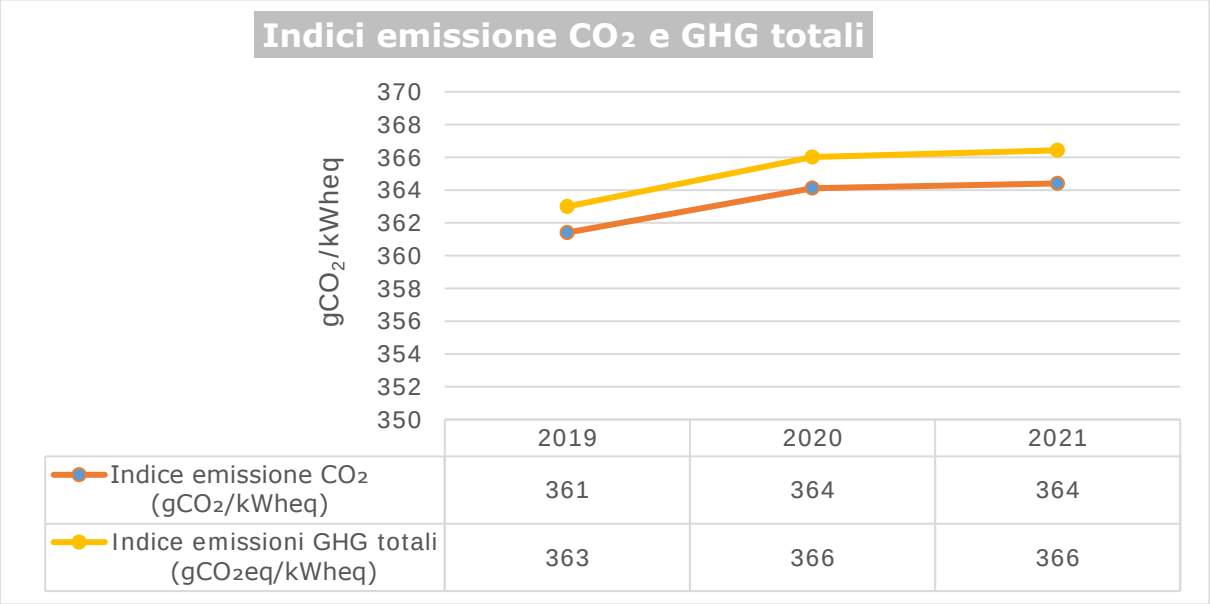
Figura 10 - Emissioni gas serra

		U.M.	2019	2020	2021
Emissioni di GHG Totali		(t CO_2eq/anno)	2.566.484	2.601.515[7]	2.637.327
di cui:					
CO_2		(t/anno)	2.552.877	2.587.649	2.622.785
CH_4		(t CO_2eq/anno)	1.153	1.190[8*]	1.320
	da comb. e processo	(t/anno)	46	46	49
	fuggitive	(t/anno)		1	1
	venting	(t/anno)		0,6[9]	3
N_2O		(t CO_2eq/anno)	12.454	12.676	13.062
		(t/anno)	42	43	44
Gas fluorurati ad effetto serra		(t CO_2eq/anno)	0	0	160
HFC		(t/anno)	0	0	0
PFC		(t/anno)	0	0	0
SF_6		(kg/anno)	0	0	7

* = a partire dal 2020 è stato implementato anche il calcolo del contributo del venting e delle fuggitive

Tabella 3. Emissioni gas serra

[7] Dato corretto rispetto a quanto riportato nella DAMB precedente
[8] Dato corretto rispetto a quanto riportato nella DAMB precedente
[9] Dato corretto rispetto a quanto riportato nella DAMB precedente



	2019	2020	2021
Indice emissione CO_2 (gCO_2/kWheq)	361	364	364
Indice emissioni GHG totali (gCO_2eq/kWheq)	363	366	366

Figura 11 - Indici emissioni CO_2 e GHG totali[10]

L'andamento delle emissioni di CO_2 risulta in linea con quello degli anni precedenti.

[10] Indice GHG 2020 aggiornato in linea con l'aggiornamento della Tabella 2

Impiego di risorse naturali ed energetiche

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

Ciclo dell'acqua

Prelievi idrici

Lo Stabilimento utilizza le seguenti tipologie di acqua:

Definizione	Provenienza	Uso
Acqua dolce industriale	Bacino Fiume Grande	Produzione acqua demi & Raffreddamento
	Cillarese	
	Pozzi	
	Trattamento acque di falda	
Acqua potabile	Acquedotto	Servizi Igienici
Acqua di mare	Mare	Produzione acqua demi & Raffreddamento

Tabella 4 - Fonti idriche

Di seguito si riportano i dati relativi ai prelievi idrici, nel triennio 2019÷2021.

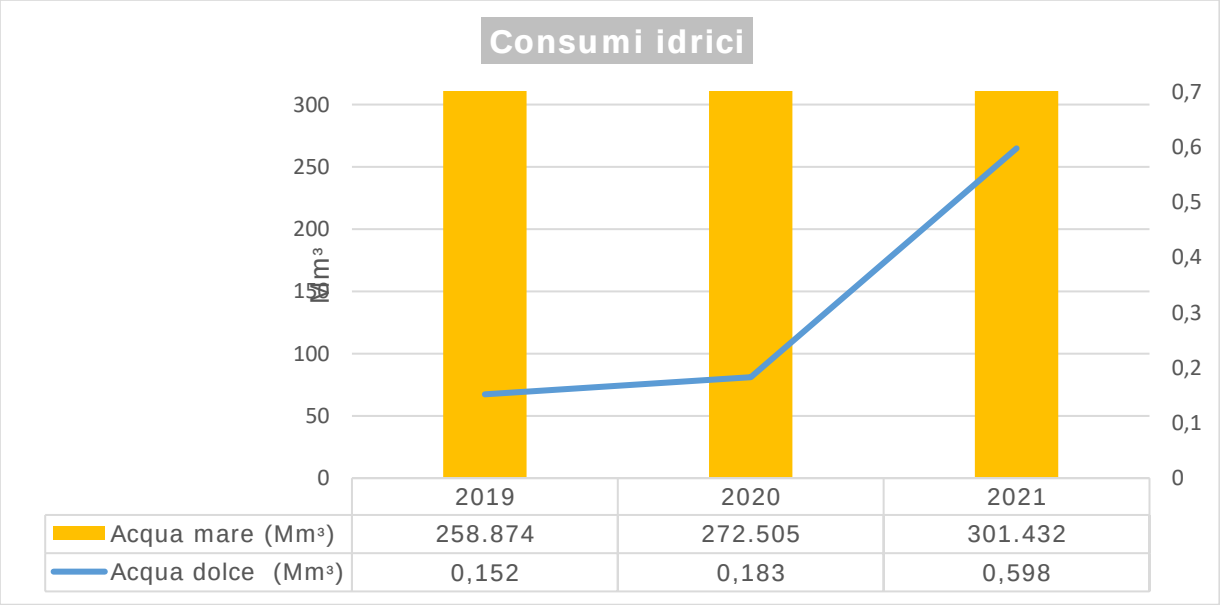


Figura 12 - Prelievi idrici

	U.M.	2019	2020	2021
Acqua mare totale	Mm^3	258.874	272.505	301.432
di cui:				
per produzione demi	Mm^3	4,844	4,148	3.998
per raffreddamento	Mm^3	254.030	268,357	297.434
Acqua dolce totale	Mm^3	0,152	0,183	0,598
di cui:				
per produzione demi	Mm^3	0	0	0,435
per raffreddamento	Mm^3	0,139	0,179	0,159
da acquedotto	Mm^3	0,012	0,004	0,004
Acqua da TAF per produzione demi	Mm^3	0	0,506	0,402

Tabella 5. Prelievi idrici

L'acqua emunta nell'ambito della bonifica della falda e riutilizzata per la produzione di acqua demi, pur essendo classificabile qualitativamente come "acqua dolce", è stata rappresentata separatamente in quanto non si configura un consumo di risorse.

Il funzionamento a regime del nuovo impianto demi collegato all'impianto TAF ha consentito il riutilizzo di 402.000 m^3 di acqua da TAF, che sarebbe stata altrimenti scaricata a mare.

Rispetto al 2020 l'impiego di acqua da TAF è stato inferiore a causa di problemi qualitativi registrati sull'acqua in ingresso all'impianto (402.000 m^3 rispetto ai 506.000 m^3 dell'anno precedente).

L'acqua mare viene utilizzata per la produzione di acqua demineralizzata e per il raffreddamento delle apparecchiature. L'acqua utilizzata per il raffreddamento attraversa le apparecchiature e viene reimmessa in mare, al netto dell'evaporazione che avviene nelle torri di raffreddamento; il suo impatto ambientale è dato dall'incremento di temperatura al punto di scarico (dati riportati nel grafico di Figura 15).

L'uso di acqua mare per la produzione di acqua demineralizzata viene monitorato tramite un KPI che definisce l'efficienza di conversione[11] complessiva degli impianti di demineralizzazione.

Il dissalatore termico è tenuto disponibile come back up di quello a osmosi e la sua produzione nel 2021 è stata marginale.

Nel 2021 il nuovo impianto ha prodotto 1.448.983 m^3 di acqua demineralizzata, con una efficienza di conversione pari al 38,2%. Il grafico in Figura 13 rappresenta il rapporto fra quantità di acqua demineralizzata prodotta e quantità di acqua mare in ingresso.

Nel 2021 si registra anche un sensibile incremento di consumo di acqua dolce per la produzione di acqua demineralizzata, dovuto alla rimessa in servizio, dopo una manutenzione straordinaria, dell'impianto di demineralizzazione ad osmosi inversa alimentato da acqua da Cillarese, per aumentare l'affidabilità del sistema di produzione.

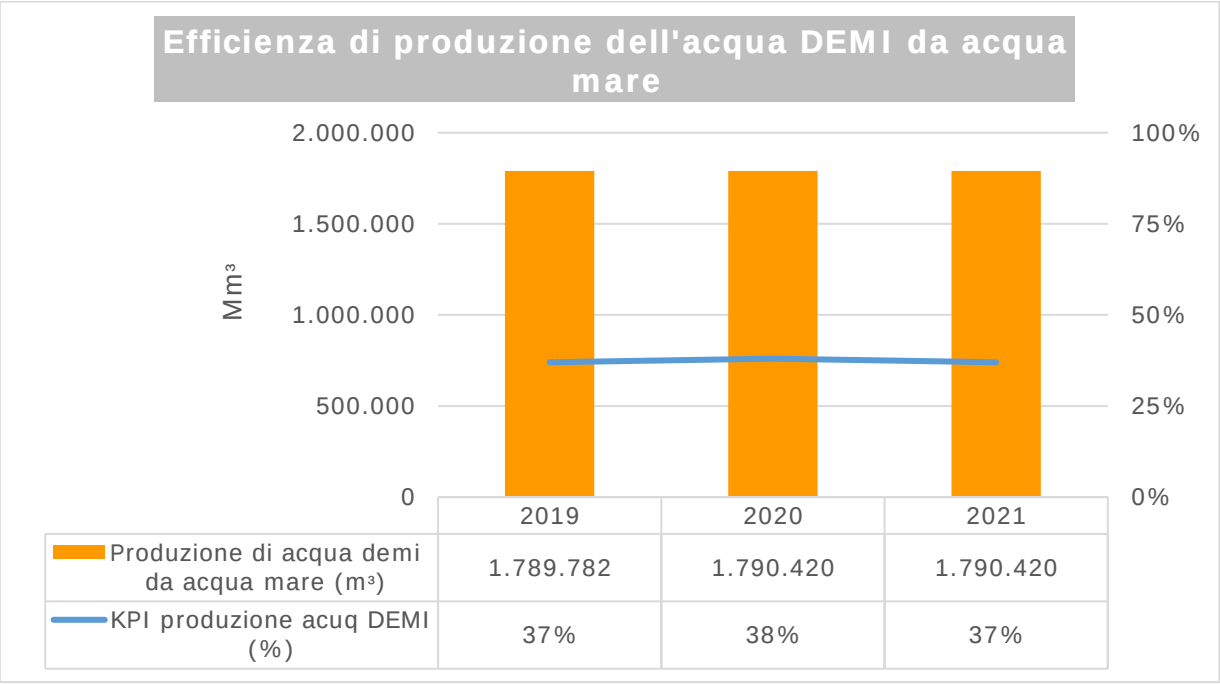


Figura 13 - Performance impianti di produzione acqua demineralizzata alimentati ad acqua mare

[11] Efficienza di conversione = rapporto fra quantità di acqua demineralizzata prodotta e quantità di acqua mare in ingresso

Scarichi idrici

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

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

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

Gli scarichi vengono campionati e analizzati sulla base di quanto previsto dal regolamento e di quanto prescritto dall'AIA. Si riportano i valori medi dei parametri principali rilevati negli autocontrolli confrontati con i limiti autorizzati.

Parametro	UdM	Limiti autorizzati	CTE 1/1		CTE 1/4		DIFL/1	
			massimo	media	massimo	media	massimo	media
pH	unità pH	5,5 - 9,5	8,41	8,33	8,41	8,1	8,42	8,32
Temperatura	°C	≤ 35	21,1	18,23	28,3	22,6	28,9	23,32
Solidi sospesi totali	mg/l	≤ 80	1,25	0,76	2,81	1,5	10	4,17
Richiesta biochimica di ossigeno (B.O.D.5)	mg/l	≤ 40	3,3	3,16	2,37	1,32	2,16	1,52
Richiesta chimica di ossigeno (COD)	mg/l	≤ 160	12	8	20	15,66	45	22

Parametro	UdM	Limiti autorizzati	CTE 3/1		CTE 3/2		CTE 3/3		CTE 3/4	
			massimo	media	massimo	media	massimo	media	massimo	media
pH	unità pH	5,5 - 9,5	8,51	8,43	8,5	8,44	8,8	8,62	8,6	8,52
Temperatura	°C	≤ 35	28,3	23,15	27,8	21,82	28,6	25,85	28,4	20,7
Solidi sospesi totali	mg/l	≤ 80	3,92	2,34	3,68	2,59	4,6	2,07	1,81	1
Richiesta biochimica di ossigeno (B.O.D.5)	mg/l	≤ 40	0,85	0,78	3,21	2,27	3,45	2,19	2,27	1,52
Richiesta chimica di ossigeno (COD)	mg/l	≤ 160	20	13,5	25	16	31	19,5	24	17,25

Tabella 6. Analisi scarichi idrici

Si riportano di seguito i dati relativi ai quantitativi di acque scaricate nel triennio 2019÷2021 e le temperature monitorate ai punti scarico.

	U.M.	2019	2020	2021
Acqua mare scaricata	Mm^3	251,670	266,983	299,227
Acqua dolce scaricata	Mm^3	0,177	0,4051	0,304

Tabella 7 - Scarichi idrici

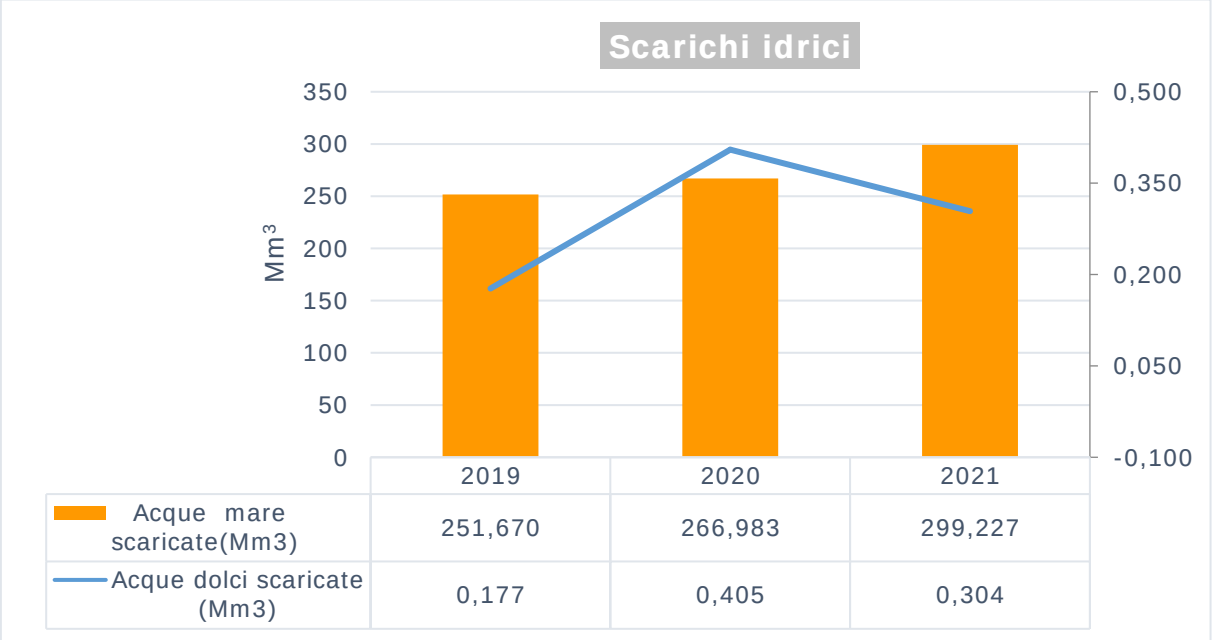


Figura 14 - Scarichi idrici – Quantità

Le quantità scaricate riflettono quelle in ingresso. Dal punto di vista qualitativo non si registra nessun superamento nei parametri analitici monitorati nel periodo di riferimento. I parametri afferenti al regolamento fognario interno risultano ampiamente entro i limiti previsti, con solo sporadici casi di prossimità alla soglia.

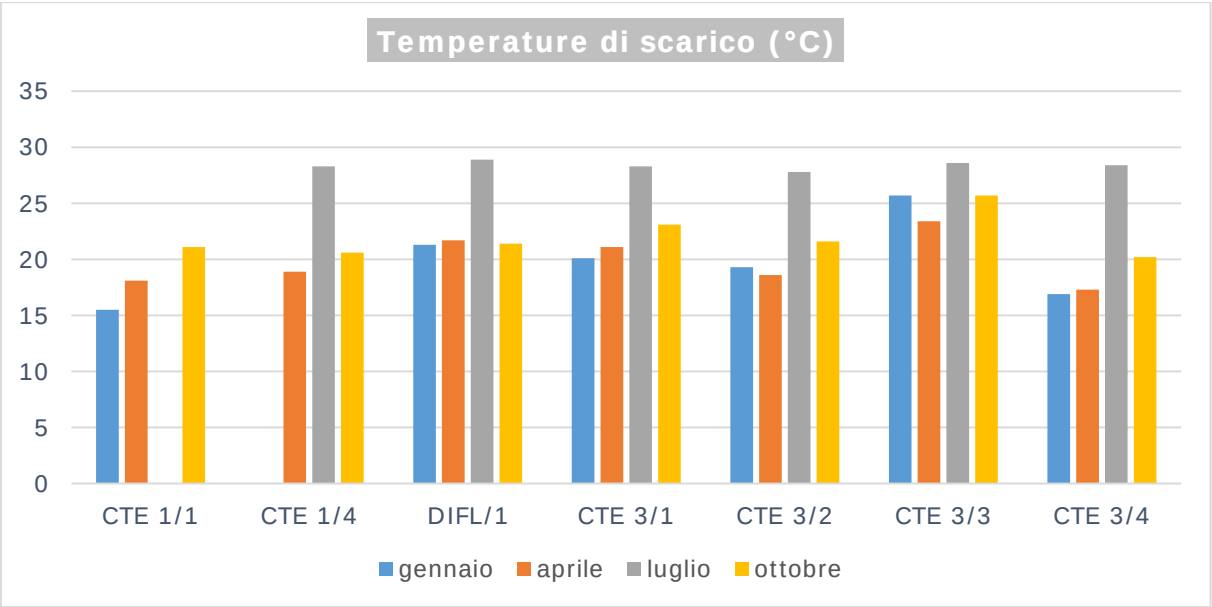
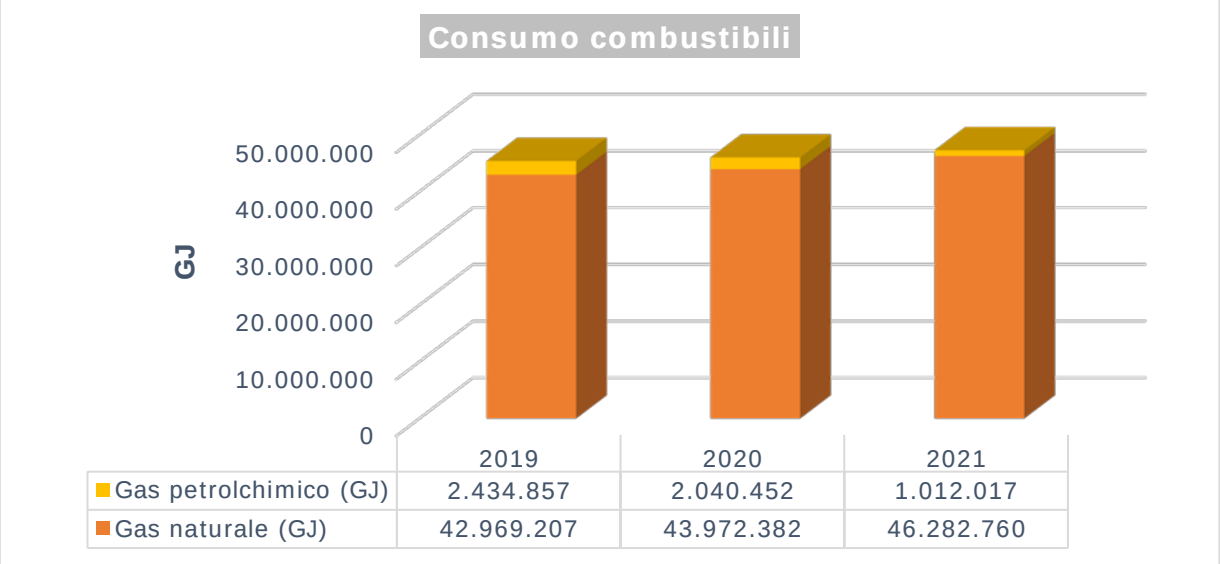


Figura 15 - Scarichi idrici – Temperatura anno 2021 (riferimento scarichi di acque di raffreddamento)

Consumo di combustibili ed efficienza energetica

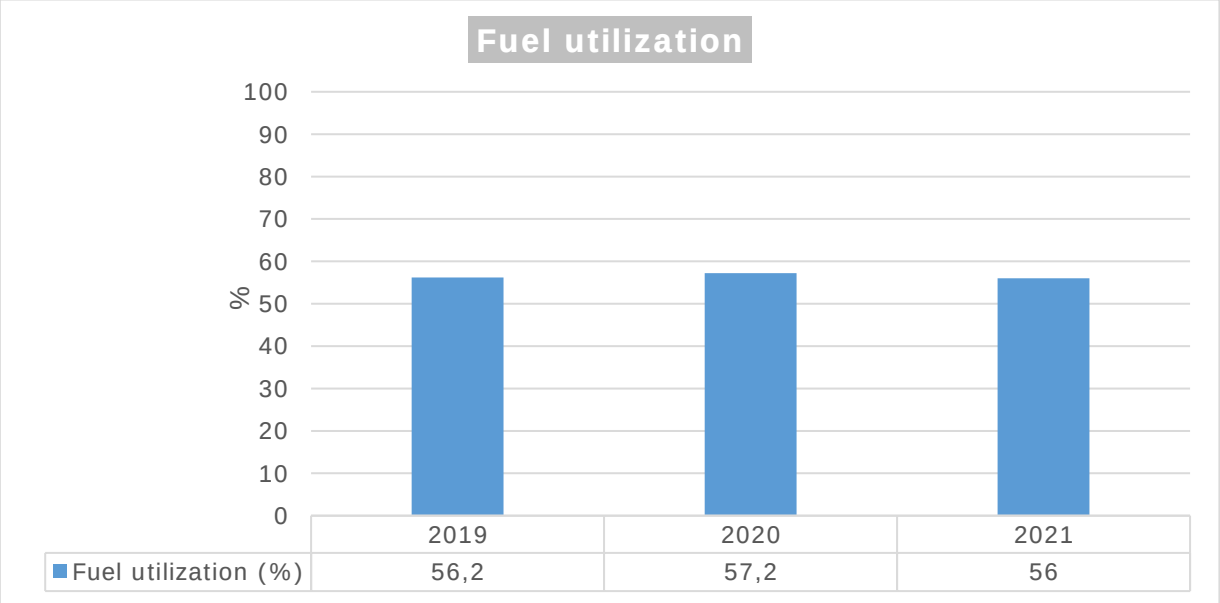
I benefici che si ottengono dall'efficienza energetica hanno sia un impatto diretto sul risparmio di risorse naturali (materia prima combustibile), sia un impatto indiretto in termini di minori emissioni di CO_2 e di macroinquinanti.

Nei grafici successivi si riportano alcuni indici legati alla gestione dell'energia.



	2019	2020	2021
Gas petrolchimico (GJ)	2.434.857	2.040.452	1.012.017
Gas naturale (GJ)	42.969.207	43.972.382	46.282.760

Figura 16 - Consumo di combustibili



	2019	2020	2021
Fuel utilization (%)	56,2	57,2	56

Figura 17 - Fuel utilization[12]

[12] È un indice che rappresenta il rendimento di primo principio. I dati 2018 e 2019 sono stati aggiornati al nuovo metodo di calcolo, che tiene conto anche del vapore KS importato da Versalis

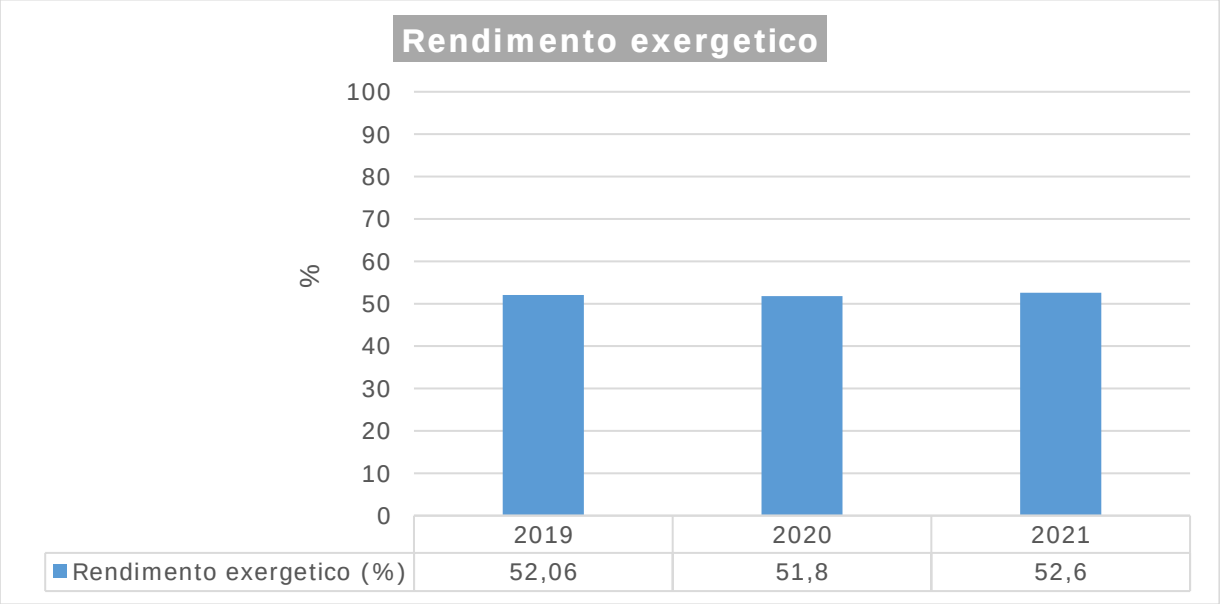


Figura 18 - Rendimento exergetico[13]

Il rendimento exergetico nel 2021 è leggermente aumentato, ed è in linea con le BAT e quindi con la prescrizione AIA (par.10.4.15 del PIC).

[13] È il rendimento del ciclo completo, che tiene conto anche dell'exergia del vapore importato $Rendimento\ exergetico = \frac{(EE+vapore)prodotti}{combustibili+vapore\ KS}$ (nelle stesse unità di misura).

Rumore ambientale

Lo Stabilimento di Brindisi si trova all'interno del recinto di un sito petrolchimico 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 visibile in Figura 19.

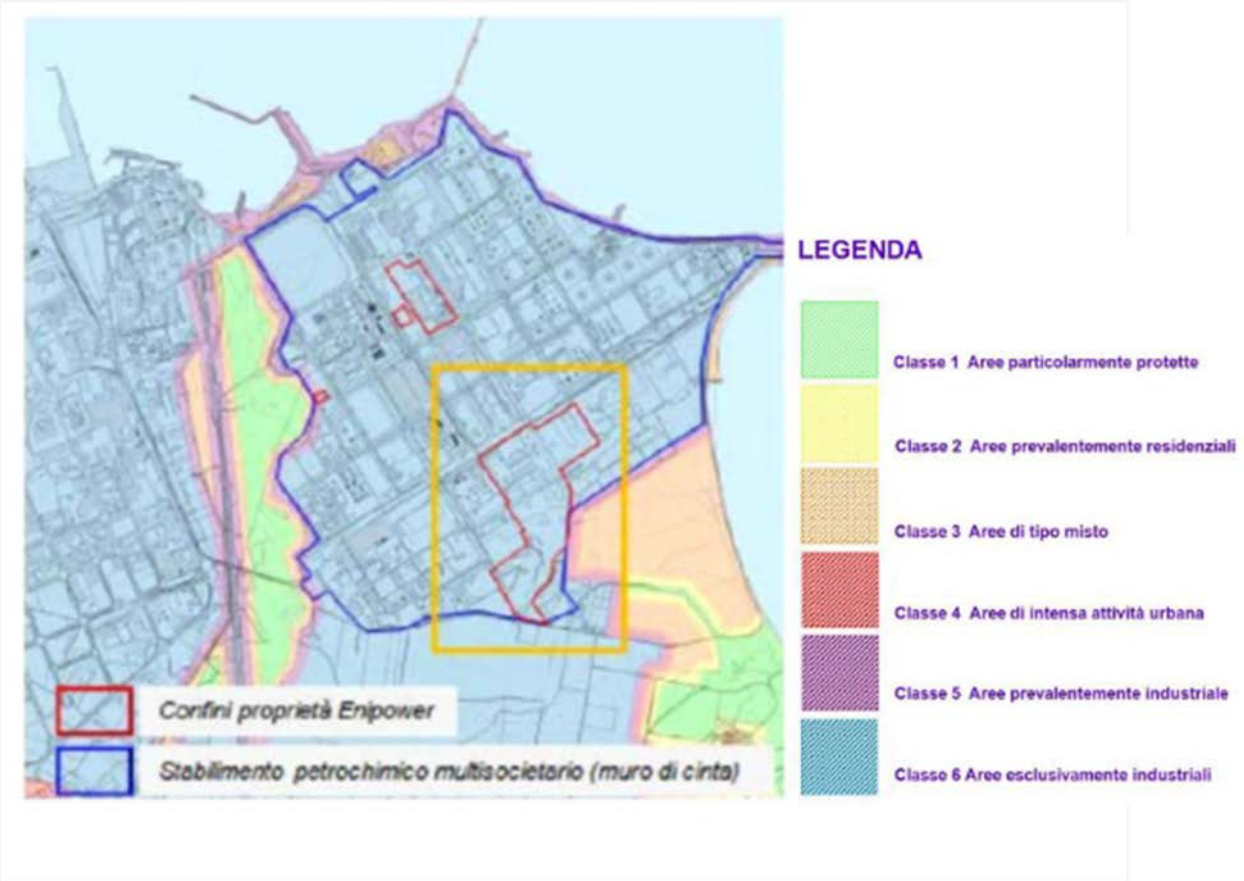


Figura 19 – zonizzazione acustica del Comune di Brindisi

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.

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 20 – Misure effettuate nel 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.

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

Centrale di Ferrera Erbognone

Mantenimento Registrazione

Dati tecnici aggiornati al 31-12-2021

Sommario

Centrale di FERRERA ERBOGNONE 3
Descrizione della Centrale 3
Interventi impiantistici 7
Principali accadimenti ambientali 8
Inquadramento autorizzativo 8
Gestione Stakeholder 10
Produzione 13
Aspetti ambientali 15
Emissioni in atmosfera 18
Impiego di risorse naturali ed energetiche 25
Consumo di combustibili ed efficienza energetica 29
Rumore ambientale 32

Centrale di FERRERA ERBOGNONE

Descrizione della Centrale

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

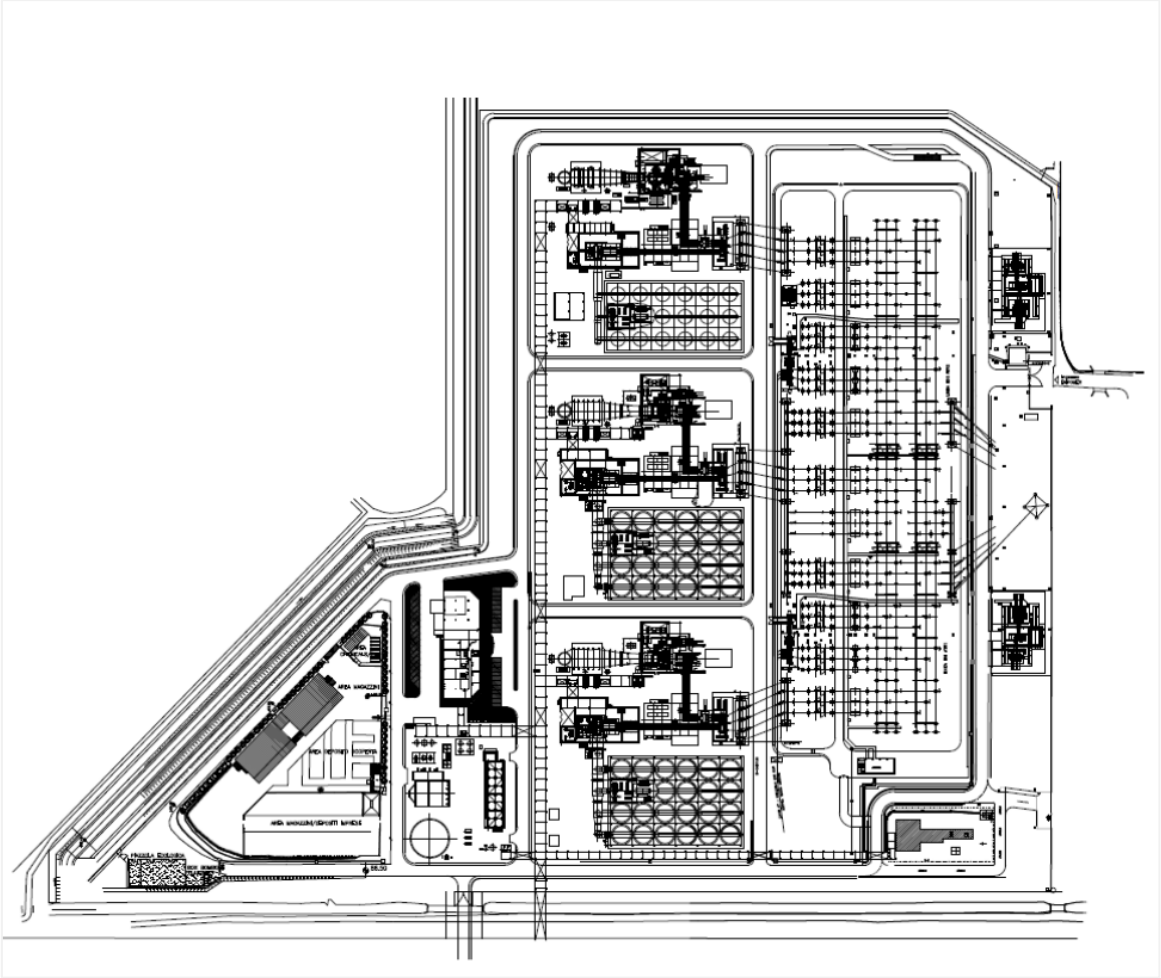


Figura 1 – Planimetria dello Stabilimento Enipower di Ferrera Erbognone

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

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

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

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

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

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

- Tre turbine a gas:
  - Turbina a gas TG11 (del CC1) alimentata con gas naturale, alla quale è accoppiato il relativo generatore elettrico;
  - Turbina a gas TG12 (del CC2) alimentata con gas naturale, alla quale è accoppiato il relativo generatore elettrico;
  - Turbina a gas TG13 (del CC3) alimentabile sia con mix syngas/gas naturale sia con solo gas naturale, alla quale è accoppiato il relativo generatore elettrico.
- Tre caldaie a recupero:
  - Ognuna delle tre caldaie a recupero (generatori di vapore a recupero GVR31, GVR32 e GVR33) è composta da una serie di scambiatori di calore attraversati da fumi di scarico della turbina a gas che consentono di recuperare una grande quantità di energia termica producendo vapore ad alta, media e bassa pressione. I fumi così raffreddati sono inviati al camino con una temperatura di circa 100°C. Dalla sezione di media pressione dei GVR 31 e 32, tutto il vapore estratto viene esportato alla raffineria Eni, mentre per l'unità GVR 33 parte del vapore estratto viene reimmesso in camera di combustione per l'abbattimento degli NO_X.

- Tre turbine a vapore:
  - Ognuna delle tre turbine a vapore (TV21, TV22, TV23) sfrutta il vapore prodotto dal relativo GVR, producendo energia elettrica mediante il generatore elettrico accoppiato.
- Tre condensatori a ventilazione forzata dell'aria:
  - Il vapore che non viene esportato per la cogenerazione alla raffineria Eni (o quello avviato al CC3 per l'abbattimento degli NO_X) 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. GTR&M di Sannazzaro dè Burgondi
- Due Stazioni GIS a 132 KV
  - Le sottostazioni 132 kV sono connesse alla stazione 380 kV tramite due stalli equipaggiati di cavi 400 kV che alimentano due autotrasformatori direttamente collegati alle stazioni GIS. Le stazioni GIS alimentano due trasformatori 132/20 kV che attraverso i rispettivi cavi alla medesima tensione forniscono energia al Green Data Center
- Torri evaporative:
  - Per il raffreddamento in ciclo chiuso dei macchinari principali, la centrale è dotata di torri evaporative del tipo WET-DRY. Tali sistemi sono progettati per raffreddare di circa 8°C una portata di acqua pari a 3.300 m^3/h.

Nella seguente immagine è riportato il bilancio di massa ed energia della centrale di Ferrera Erbognone dell'anno 2021.

Combustibili fossili

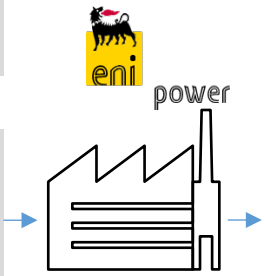
Gas naturale: 35.548.342 GJ
Syngas: 0 GJ
Gasolio: 302 Kg

Additivi/Chemicals*

51,5 t

Risorse idriche

Prelievi acque dolci: 2,22 Mm^3 - di cui acqua demineralizzata 2,138 Mm^3



Energia elettrica lorda

4.656.941MWh

Energia termica

424.838 MWheq

Emissioni GHG dirette

CO_2: 1.986.667 t
CH_4: 1.043 t CO_2eq
N_2O: 10.066 t CO_2eq
(HFC+SF_6): 92,74 t CO_2eq

Emissioni

NO_x: 770 t
CO: 42 t
SO_x: 0 t

Scarichi

Acque scaricate da bilancio idrico: 0,135 Mm^3

Rifiuti

Non pericolosi: 156 t
Pericolosi:70 t
Recuperati: 52%
Smaltiti: 48%

Figura 2 – Bilancio di massa dello stabilimento

*Oli di lubrificazione e dielettrici, detergenti lavaggi macchine, prodotti per trattamento acque di caldaia e di raffreddamento, ecc.

Interventi impiantistici

Nel corso del 2021 sono stati completati/avviati i seguenti interventi:

- È terminata la sostituzione del parco batterie QCC e UPS delle cabine elettriche per fine vita, mentre è stata chiesta l'estensione temporale della commessa per effettuare la sostituzione delle batterie degli UPS dedicati alle pompe di sollevamento TG e TV dei gruppi 1 e 2
- è stato avviato l'iter di approvvigionamento per gli inverter dei ventilatori delle torri di raffreddamento, completamento previsto nel corso del 2022 (obiettivo n.2 del programma di miglioramento di sito)
- è stata avviata l'installazione di elettrofiltri sugli estrattori vapore delle casse olio TG e TV dei 3 gruppi, il cui completamento è previsto nel corso del 2022
- è stato individuato un progetto di recupero idrico da sistema filtrazione acque alimento torri volto alla riduzione dei prelievi d'acqua dolce, che sarà sviluppato a partire dal 2022 (obiettivo n. 3 del programma di miglioramento di sito – nuovo obiettivo 2022)

Principali accadimenti ambientali

Come negli anni precedenti, anche nel 2021 non si sono registrati accadimenti significativi da un punto di vista ambientale.

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), inizio della IV fase per l'iter di autorizzazioni relativo alla Direttiva ETS;
- Certificato di Prevenzione Incendi (CPI) rilasciato da parte del Comando dei Vigili del Fuoco di Pavia; il CPI è stato integrato nel corso del 2021 con le pratiche SCIA dei trasformatori ad olio, ai sensi del DM 15 luglio 2014 (pratiche completate in data 03/12/2021) e rinnovato in data 1 aprile 2022.

La Commissione Europea, con decisione di esecuzione 31 luglio 2017, n. 2017/1442/UE, ha adottato le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT). La gap analysis condotta sulla centrale di Ferrera Erbognone ha mostrato la generale conformità ai requisiti delle BAT conclusions, pur mostrando potenziali criticità relative alle prestazioni in termini di efficienza energetica associati alla BAT (BAT-AEEL) per la combustione di gas naturale. Nello specifico, relativamente alle conclusioni sulle BAT numero 40 e 42, che definiscono intervalli per i limiti prestazionali/emissivi (BAT AEL) imponibili dalla PA, i parametri di esercizio rilevati ricadano generalmente nell'intervallo prescritto, ma non rispettano i limiti più restrittivi (valore superiore di efficienza di utilizzo del combustibile e limite inferiore delle emissioni di NO_X).

Il 4 dicembre 2018 è giunta dal Ministero dell'Ambiente comunicazione di avvio a calendario dei procedimenti di riesame complessivo dell'Autorizzazione Integrata Ambientale ai sensi dell'articolo 29-octies, comma 3, lettera a), e comma 5 del D. lgs. 152/06.

Enipower ha pertanto avviato la predisposizione della documentazione necessaria per la presentazione dell'istanza di Riesame AIA presentata a marzo 2019.

Il 25 marzo 2019 è stata data comunicazione dell'avvio del procedimento di riesame dell'Autorizzazione Integrata Ambientale dello stabilimento, con procedimento ID. 171/10031.

La Riunione del Gruppo Istruttore/Gestore si è tenuta presso gli uffici del Ministero dell'Ambiente in data 03/12/2019, e si è conclusa senza criticità.

Con nota del 24/03/2021, prot. n. CIPPC 543, la Commissione IPPC ha reso il Parere istruttorio conclusivo relativo al riesame e con nota del 30/03/2021 prot. n. 15707, ISPRA ha trasmesso la proposta di Piano di monitoraggio e controllo. Con nota MATTM prot. 0042299.23-04-2021 il Ministero ha convocato la Conferenza dei Servizi Istruttoria per la discussione di tali documenti, tenutasi in modalità asincrona. La Conferenza ha approvato il PIC reso con nota del 22/06/2021 prot. n. CIPPC/1319, previa verifica dei refusi segnalati dal Gestore e dal Ministero della Salute ed il Piano di monitoraggio e controllo reso da Ispra con nota del 28/06/2021 prot. n. 34493, previo eventuale aggiornamento alla luce del modificato parere istruttorio e dei refusi segnalati.

I documenti definitivi sono stati approvati con DM 364 del 07/09/2021, pubblicato in Gazzetta Ufficiale il 29/09/2021.

In data 24 marzo 2022 è stato svolto un incontro con ISPRA per la definizione delle modalità attuative del Piano di monitoraggio e controllo.

Nel mese di aprile 2021 è stata inviata dal sito agli Enti competenti la dichiarazione annuale, in cui si riporta il rispetto dei limiti autorizzativi prescritti dall'AIA, per l'esercizio di impianto 2020.

Gestione 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 - parallelamente all'emissione dell'Allegato E MSG IMPRESSO "Sustainability Stakeholder Engagement" avvenuta il 29 gennaio 2019 - è lo strumento di riferimento per la mappatura, l'analisi e il monitoraggio degli stakeholder in tutte le realtà operative di Eni.

L'SMS 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.

Dalla matrice si evidenzia che, alla data di compilazione, tutti gli stakeholder dello stabilimento di Ferrera Erbognone, si sono posizionati in una fascia che va dal positivo al neutrale. Tale valutazione risulta essere avvalorata dal fatto che, nel corso del periodo oggetto del presente documento, non sono state ricevute reclami o segnalazioni.

Figura 3 - Output del software SMS

Gli stakeholder dello stabilimento Enipower di Ferrera Erbognone non hanno subito variazioni nel corso del 2021, di seguito se ne riporta l'elenco dei principali:

- Sede Enipower;
- Divisioni e società Eni;
- Dipendenti;
- Organizzazioni sindacali;
- Associazioni di categoria a livello locale (Confindustria, etc.);
- Fornitori;
- Contrattisti;
- Coinsediate (Eni GTR&M, Eni GDC, Air Liquide);
- Comunità locali;
- Istituzioni, authority ed enti di controllo (INPS, INAIL, 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 della

Transizione Ecologica, Ministero della Salute, Regione Lombardia, Provincia di Pavia, Arpa Lombardia, Comune di Ferrera Erbognone, Comune di Sannazzaro de Burgondi, etc.);
- Istituti superiori, università e centri di ricerca;
- Media.

Nel mese di ottobre 2021, nell'ambito della convenzione in essere con il Comune di Ferrera Erbognone, è stato effettuato un incontro con la Commissione Tecnica del Comune per consuntivare le attività 2021 di efficientemento energetico e presentare le nuove attività 2022 (realizzazione impianto fotovoltaico su edificio ad utilizzo proloco).

In data 02/10/2021 sul quotidiano locale "La Provincia Pavese" è stato pubblicato un articolo nel quale veniva riportata una dichiarazione dell'associazione ambientalista "Futuro Sostenibile in Lomellina" secondo la quale lo stabilimento Enipower sarebbe emettitore di gas incombusto. A seguito dell'articolo, in collaborazione con la sede, sono state effettuate delle verifiche sui dati ufficiali di emissione che sono regolarmente presentati nel reporting aziendale, da cui non sono emerse anomalie; non sono successivamente arrivate richieste di chiarimento su quanto riportato nell'articolo né dall'associazione, né da altri stakeholder locali. Tuttavia, come azione di miglioramento si è deciso di aderire alla sperimentazione avviata da Eni di uno strumento per la rilevazione delle perdite di gas (non solo metano) tramite uno strumento portatile a ultrasuoni. Tale sperimentazione, in corso anche in altri siti Eni, si è concluso nel I trimestre 2022 e servirà a definire un possibile acquisto dello strumento da parte dello stabilimento.

Produzione

Si riporta di seguito l'elenco delle fermate effettuate per ogni singolo gruppo:

- CC1: Minor dal 26/06/2021 al 09/07/2021
- CC2: Major dal 30/10/2021 al 09/12/2021
- CC3: Minor dal 13/09/2021 al 22/09/2021

Nel corso del 2021 i Gruppi hanno effettuato il seguente numero di avviamenti:

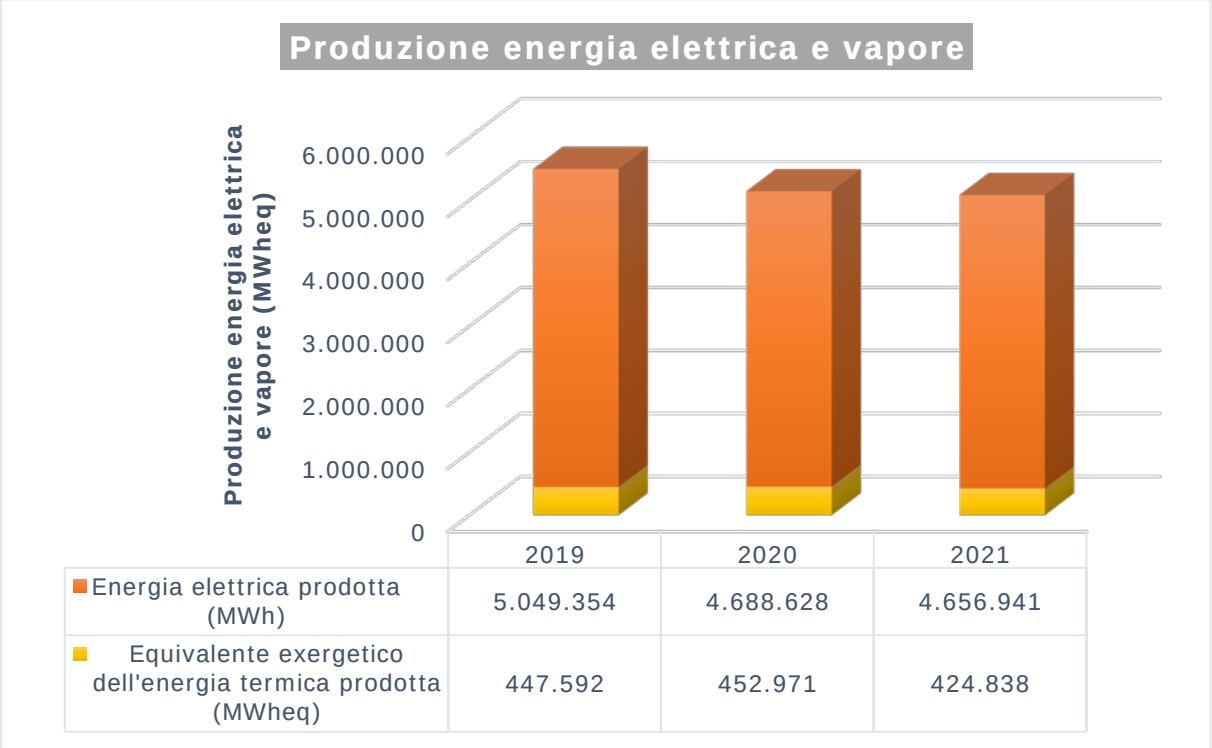
- CC1: 83 (Gruppo prevalentemente disponibile allo spegnimento durante tutto l'anno)
- CC2: 15 (Gruppo prevalentemente Must Run per assicurare la fornitura di vapore e di E.E. verso la raffineria)
- CC3: 35 (Gruppo prevalentemente Must Run per assicurare la fornitura di vapore e di E.E.)

Nel 2021 causa fermo dei gassificatori per tutto l'anno non vi è stato consumo di syngas; inoltre vista l'indisponibilità del syngas il CC3 è stato reso più flessibile al mercato elettrico.

Di seguito, sono indicate le produzioni dello stabilimento di Ferrera Erbognone, suddivise per tipologia, per il triennio 2019-2021.

La produzione totale, definita energia elettrica equivalente, è stata calcolata sommando all'energia elettrica prodotta dagli alternatori il contenuto energetico del vapore sotto forma di exergia[1].

[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.



	2019	2020	2021
Energia elettrica prodotta (MWh)	5.049.354	4.688.628	4.656.941
Equivalente exergetico dell'energia termica prodotta (MWheq)	447.592	452.971	424.838

Figura 4 – Produzione energia elettrica e vapore

I dati dei consuntivi di produzione mostrano un decremento di produzione di energia elettrica per effetto delle fermate in linea con il mercato elettrico e della modulazione degli impianti e soprattutto a seguito di un calo della domanda di energia elettrica a seguito dei lock down nazionali a causa dell'emergenza SARS-CoV-2.

I prelievi di vapore sono determinati dai consumi della Raffineria. Il 2021 si attesta sugli stessi valori del 2020.

Aspetti ambientali

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

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

ASPETTI AMBIENTALI DIRETTI	Significatività	Priorità di intervento	Impatto ambientale associato
Emissioni di rumore all'esterno	Mediamente Significativo	P1	Inquinamento Acustico
Emissioni in Atmosfera (SO_2, NO_x, CO, polveri, CO_2 ecc.)	Significativo	P2	Inquinamento Atmosferico
Emissioni Diffuse e Fuggitive in Atmosfera	Non Significativo	P1	Effetto Serra
Emissioni di Gas Climalteranti (CO_2 e Altro)	Mediamente Significativo	P2	Effetto Serra
Scarichi Idrici	Mediamente Significativo	P2	Inquinamento risorse Idriche
Contaminazione Suolo, Sottosuolo e Falda	Non Significativo	P1	Inquinamento Suolo e Falda
Campi Elettromagnetici	Non Significativo	P1	Inquinamento Elettromagnetico
Produzione di Rifiuti	Non Significativo	P1	Inquinamento suolo e falda
Emissioni odorigene	Non significativo	P1	Inquinamento Odorigeno
Consumo risorse idriche	Non Significativo	P1	Impoverimento Risorse Naturali
Consumo Risorse Naturali	Non Significativo	P1	Impoverimento Risorse Naturali
Consumo Risorse Energetiche	Mediamente Significativo	P2	Impoverimento Risorse Naturali
Impatto Visivo	Non Significativo	P1	Impatto paesaggistico

ASPETTI AMBIENTALI INDIRETTI	Significatività	Priorità di intervento	Impatto ambientale associato
Emissioni in Atmosfera	Non Significativo	P1	Inquinamento Atmosferico
Consumo Risorse Idriche	Non Significativo	P1	Impoverimento Risorse Naturali
Contaminazione Suolo, Sottosuolo e Falda	Non Significativo	P1	Inquinamento suolo e falda
Consumo Risorse Energetiche	Mediamente Significativo	P2	Impoverimento Risorse Naturali
Rifiuti	Non Significativo	P1	Inquinamento suolo e falda

OPPORTUNITA'	Significatività	Priorità di intervento	Impatto ambientale associato
Rifiuti (L'aumento della % recupero di rifiuti pericolosi e non)	Non significativo	P1	Inquinamento suolo e falda
Recupero energetico linea alim. G.N. CC1-CC2	Mediamente significativo	P2	Consumo energetico
Energy Saving CC3	Mediamente significativo	P2	Consumo energetico
Ottimizzazione Impianti luce e Riscaldamento-Raffrescamento di cabinati e capannoni	Mediamente significativo	P2	consumo energetico
Miglioramento efficienza energetica (efficientamento motori torri, modifica Circuito di raffreddamento dei sistemi ausiliari, efficientamento pompe, recupero termico)	Mediamente significativo	P2	consumo energetico

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

Il codice di priorità di intervento, così come definito dalla procedura aziendale, si interpreta nel seguente modo:

- P1: Monitoraggio
- P2: Procedure di controllo operativo e a scelta obiettivi di miglioramento
- P3: Procedure di controllo operativo e obiettivi di miglioramento

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 in aree destinate ad insediamenti industriali.

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

Emissioni in atmosfera

Emissioni di macroinquinanti

Le emissioni in atmosfera sono generate dalla combustione del gas naturale e del gas di sintesi di raffineria (syngas) nelle unità produttive dell'impianto a ciclo combinato.

Come si evince dai grafici e dalle tabelle seguenti, che riportano il confronto tra i valori medi annuali delle concentrazioni di macroinquinanti (in mg/Nm^3) nelle emissioni nell'ultimo triennio e il limite autorizzato: le emissioni del triennio si attestano su valori inferiori ai limiti stessi.

Gruppo	Parametro	U.M.	Limite autorizzato* (media oraria)	Concentrazioni misurate nelle emissioni (media anno)			Valora massimo (media oraria)	Media triennale delle concentrazioni nelle emissioni
				2019	2020	2021	2021	
CC1	NO_x	mg/Nm^3	30	17,9	17,9	18,9	28,6	18,2
	CO	mg/Nm^3	30	1,4	1,3	1,0	7,2	1,2
CC2	NO_x	mg/Nm^3	30	20,6	21,0	22,0	28,9	21,2
	CO	mg/Nm^3	30	1,3	1,0	0,8	5,9	1,0
CC3	NO_x	mg/Nm^3	50	39,7	40,1	39,4	45,8	39,7
	CO	mg/Nm^3	40	0,9	0,8	0,9	1,7	0,9
	SO_2	mg/Nm^3	10	0,8	0,5	0	0	0,4

Tabella 1 – Concentrazioni medie annuali dei macroinquinanti e limiti autorizzati

* i limiti indicati si riferiscono all'AIA rilasciata con Decreto DVA-2012-0000235 del 21/12/2012

Nel grafico seguente sono riportati gli andamenti massici delle emissioni di CO, NO_X e SO_2 della centrale relativi al triennio 2019-2021.

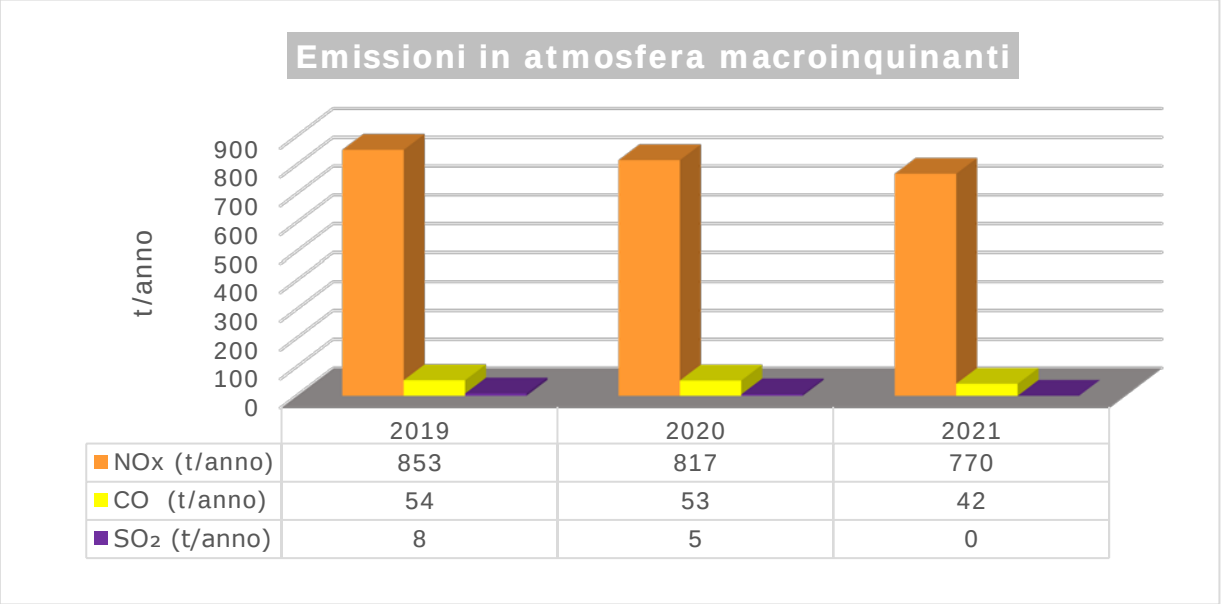


Figura 5 – Emissioni in atmosfera di macroinquinanti

Le emissioni in atmosfera di CO e NO_x da combustione e processo risultano in calo rispetto al 2020 (-21,5% CO e -5,8% NO_x), dovuti sia a un calo della produzione (-1,1%), che a un minore utilizzo del CC3.
Il syngas non è stato disponibile per tutto il 2021, per cui non ci sono state emissioni di SO_X (nello specifico SO_2).

Nei grafici seguenti sono riportati gli andamenti degli indici di emissione triennali per CO, NO_X e SO_2, che riflettono i rispettivi cali massici.

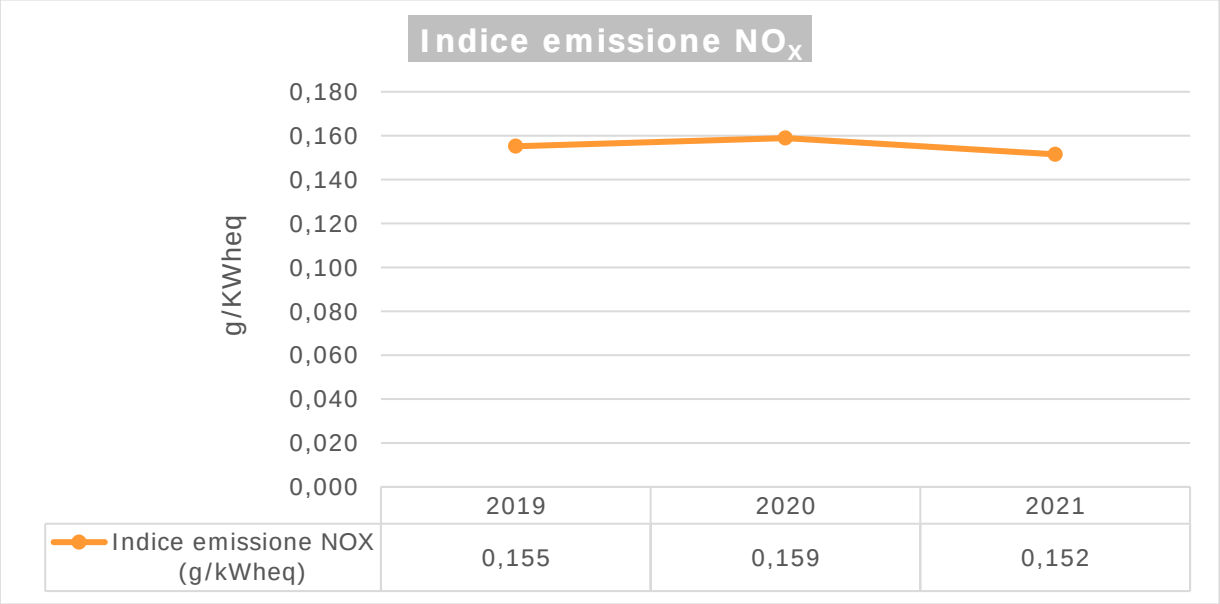


Figura 6 – Indice di emissione in atmosfera NO_X

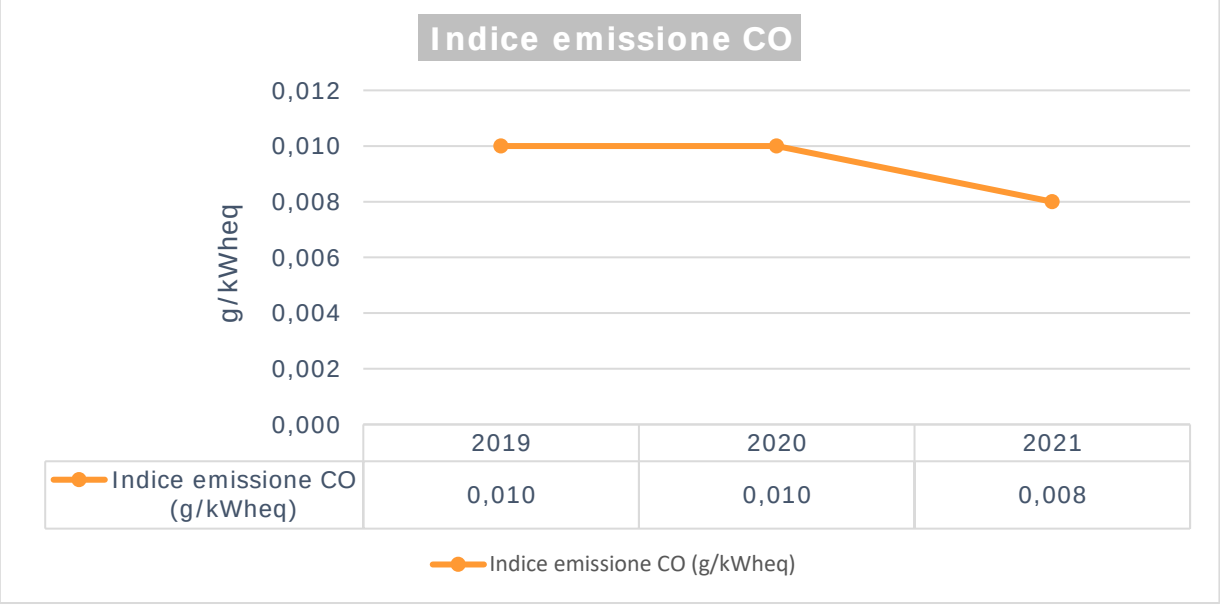


Figura 7 – Indice emissione in atmosfera CO

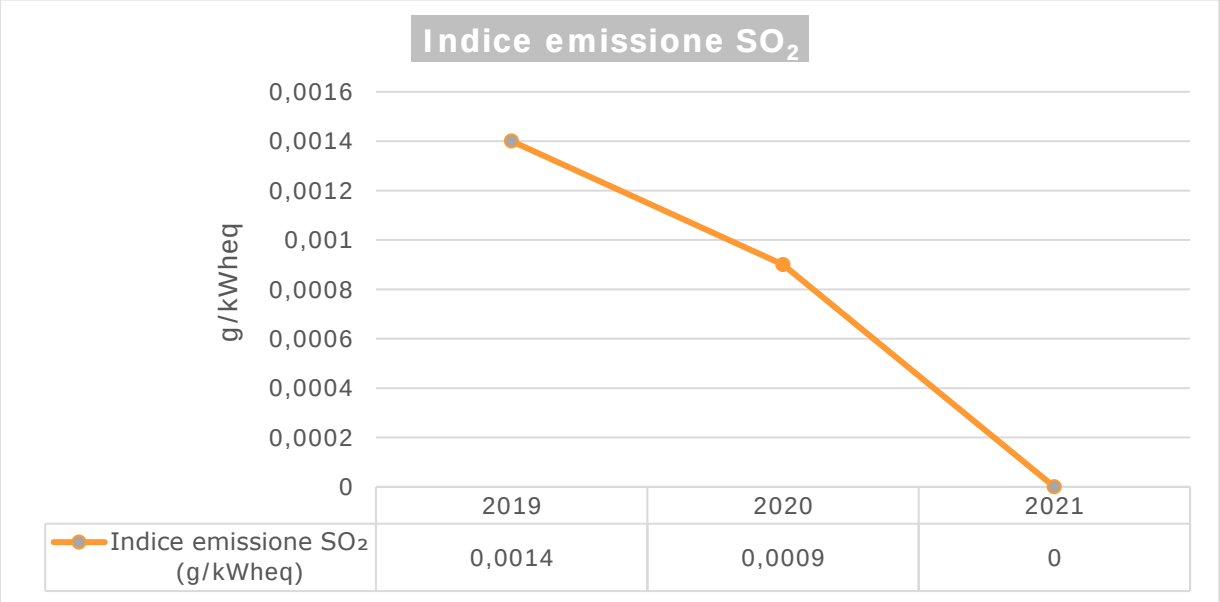


Figura 8 – Indice emissione in atmosfera SO_2

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) ed ha inviato all'Autorità Competente l'aggiornamento del Piano di Monitoraggio secondo il Regolamento UE n. 601/2012 relativo al periodo di scambio 2013-2020; il Piano attualmente approvato è quello in versione 5 del 18/01/2020, mentre l'ultima versione inviata è la n.9 del 29/01/2021.

Nell'ambito della partecipazione al quarto periodo di adempimento del sistema europeo di Emission Trading relativo allo scambio di quote di emissione di CO_2 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. La centrale di Ferrera Erbognone ha ottenuto, nei tempi previsti, la certificazione delle emissioni dell'anno 2021 da parte dell'ente esterno di verifica (1.986.653 t di CO_2).

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

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

Le prime due 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.

In particolare, nel corso del 2021 sono stati effettuati:

- un rabbocco di 18 kg di HFC (R-134a) su un impianto di condizionamento;
- un rabbocco di SF_6 su due interruttori dello stallo ATR4 per un totale di 2,94 kg.

Nelle tabelle e figure seguenti si riportano le emissioni ed i relativi indici di emissione dei GHG legati alla produzione di energia elettrica e vapore.

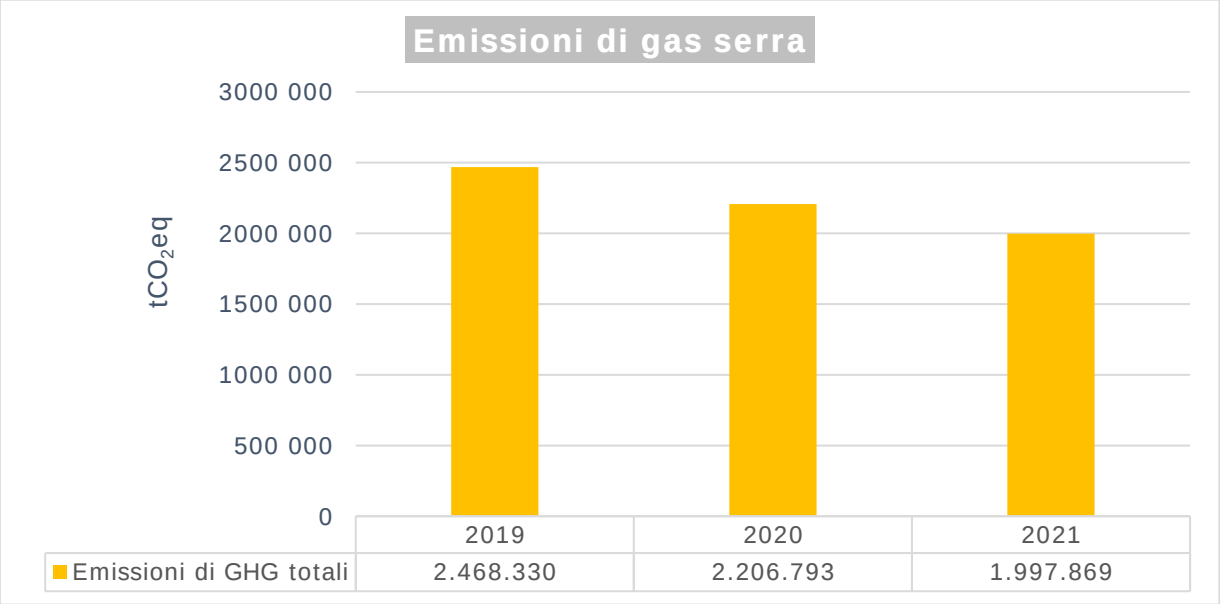


Figura 9 – Emissioni gas serra

		U.M.	2019	2020	2021
Emissioni di GHG Totali		(t CO_2eq/anno)	2.468.330 (*)	2.206.793 (**)	1.997.869
di cui:					
CO_2		(t/anno)	2.451.577	2.192.989	1.986.667
CH_4		(t CO_2eq/anno)	1.061 (*)	1.001 (**)	1.043 (***)
	da comb. e processo	(t/anno)	42,45	39,37	37,92

		U.M.	2019	2020	2021
	fuggitive	(t/anno)	n.d.	0,68 (**)	0,65
	venting	(t/anno)	n.d.	n.d.	3,17 (***)
N_2O		(t CO_2eq/anno)	15.312 (*)	12.751	10.066
		(t/anno)	51,39	42,79	33,78
Gas fluorurati ad effetto serra		(t CO_2eq/anno)	380,93	52,44	92,74
HFC		(t/anno)	0,19	0	0,018
PFC		(t/anno)	0	0	0
SF_6		(kg/anno)	5,95	2,3	2,94

Tabella 2 – Emissioni gas serra

(*) Per l'anno 2019 i dati delle emissioni di CH_4 e N_2O in termini di tCO_2eq sono stati rivisti per allineare i GWP in accordo al Fourth Assessment Report del Greenhouse Protocol (25 per CH_4 e 298 per N_2O).

(**) Per l'anno 2020 le emissioni di CH_4 sono state riviste per includere il contributo delle emissioni da fuggitive.

(***) A partire dal 2021 sono state implementate le emissioni da venting.

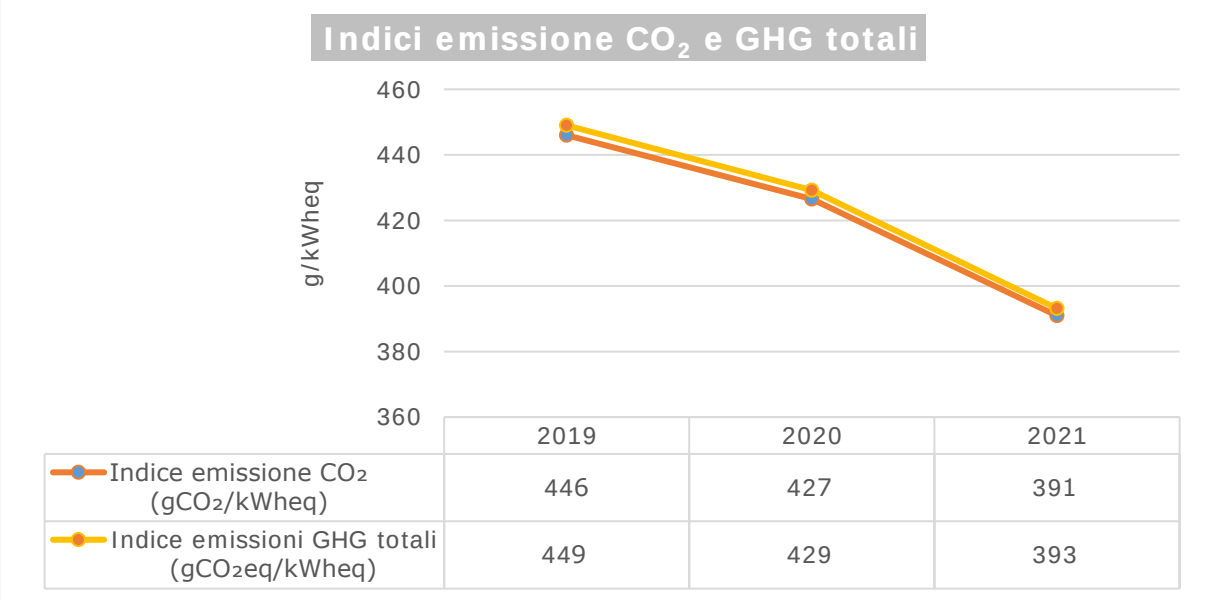


Figura 10 – Indice di emissioni gas ad effetto serra

Si nota globalmente una diminuzione di CO_2 emessa. La diminuzione è coerente con il minor consumo di combustibile e all'assenza dell'uso di syngas.

In riferimento al quantitativo di CH_4, si registra un lieve aumento rispetto al 2020, riconducibile al venting (pari a 79 tonnellate di CO_2eq) che è stato rendicontato a partire dal 2021.

Impiego di risorse naturali ed energetiche

Nel sito Enipower 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 grezza di superficie ad uso industriale (fornita dalla raffineria Eni GTR&M) 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 GTR&M);
- 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 GTR&M).

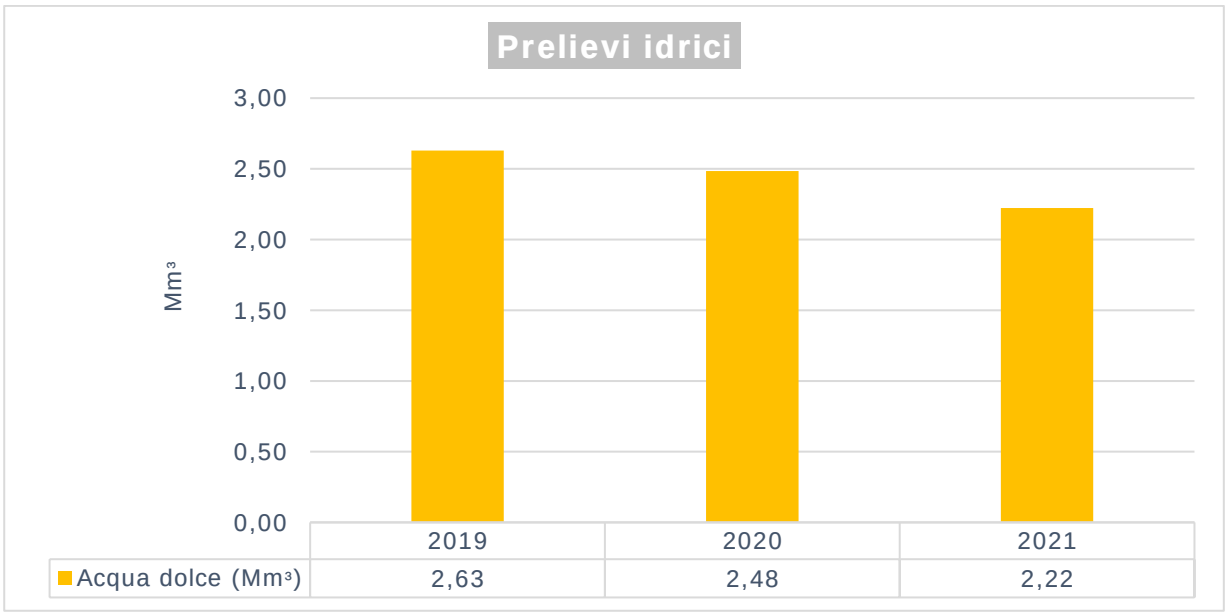


Figura 11 – Prelievi idrici

	U.M.	2019	2020	2021
Acqua dolce	(Mm^3)	2,63	2,48	2,22
di cui:				
Acqua dolce da acque superficiali per raffreddamento e antincendio	(Mm^3)	0,094	0,070	0,082
Acqua dolce da acquedotto	(Mm^3)	0,0060	0,0052	0,0032
Acqua dolce prelevata da pozzo	(Mm^3)	0	0	0
Acqua di falda inquinata trattata da TAF di terzi ed utilizzata nel ciclo produttivo	(Mm^3)	0	0	0
Acqua demi/industriale	(Mm^3)	2,539	2,409	2,138
Acqua dolce riutilizzata/riciclata	(Mm^3)	0	0	0

Tabella 3 – Prelievi idrici

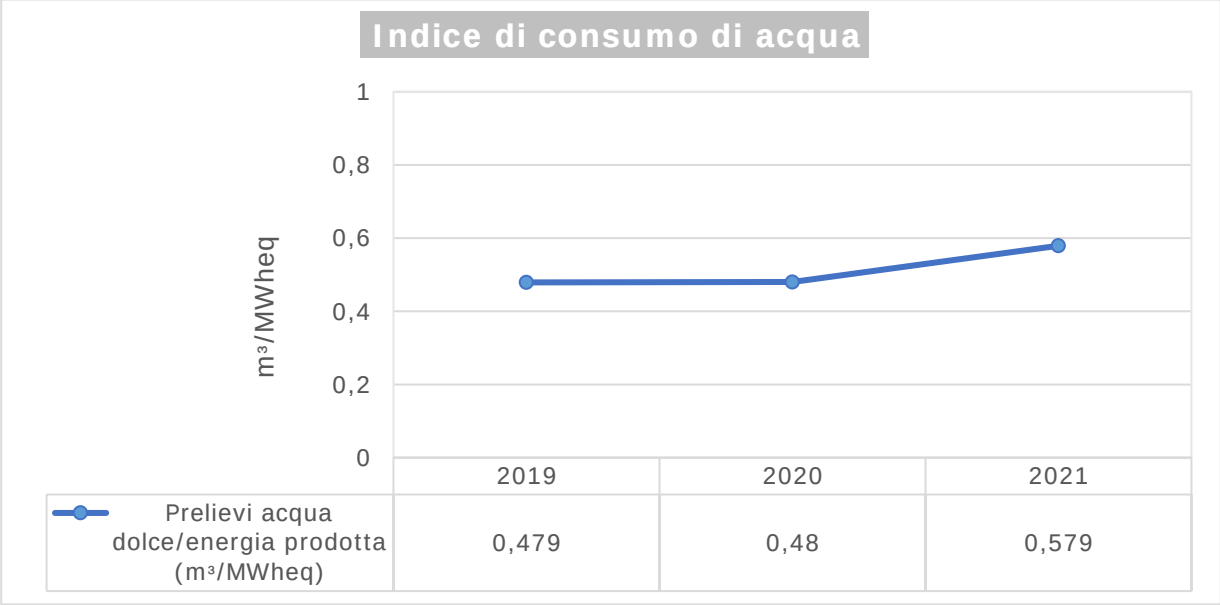


Figura 12 – Indice di prelievo idrico

I prelievi idrici sono complessivamente risultati in calo del 10,7% rispetto al 2020, dovuto principalmente alla minore quantità di vapore inviata alla Raffineria e conseguente reintegro di acqua demi (-11,2%), parzialmente compensato da un aumento di acqua grezza usata nelle torri di raffreddamento (+9%).

Prosegue infine il risparmio di acqua potabile, ottenuto grazie ad un intervento effettuato sulla guardia idraulica del serbatoio di stoccaggio dell'acqua demineralizzata, sostituendo lo stream di acqua potabile con acqua derivante dagli assaggi della cabina analisi della acqua demi in ingresso.

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. Gli scarichi idrici storicamente non sono stati misurati, ma attribuiti dal gestore della rete fognaria sulla base di calcoli stabiliti dal contratto in essere. A partire dal 2019, al fine di poter apprezzare, anche nel dato sugli scarichi, gli interventi di risparmio idrico, è stato messo a punto un bilancio idrico di stabilimento e pertanto i dati inseriti per il periodo 2019-2021 derivano da tale valutazione.

Gli scarichi in fogna (acque di processo e acque meteoriche) registrano un lieve aumento rispetto al 2020 (+4%) in linea con i consumi di acqua per raffreddamento.

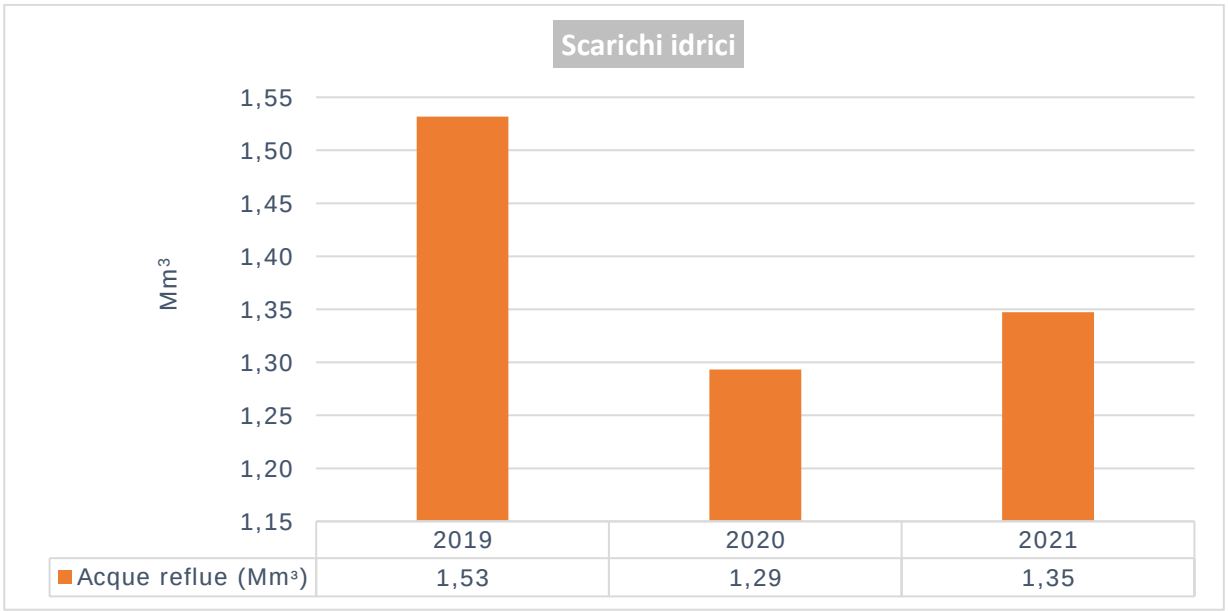


Figura 13 – Scarichi idrici

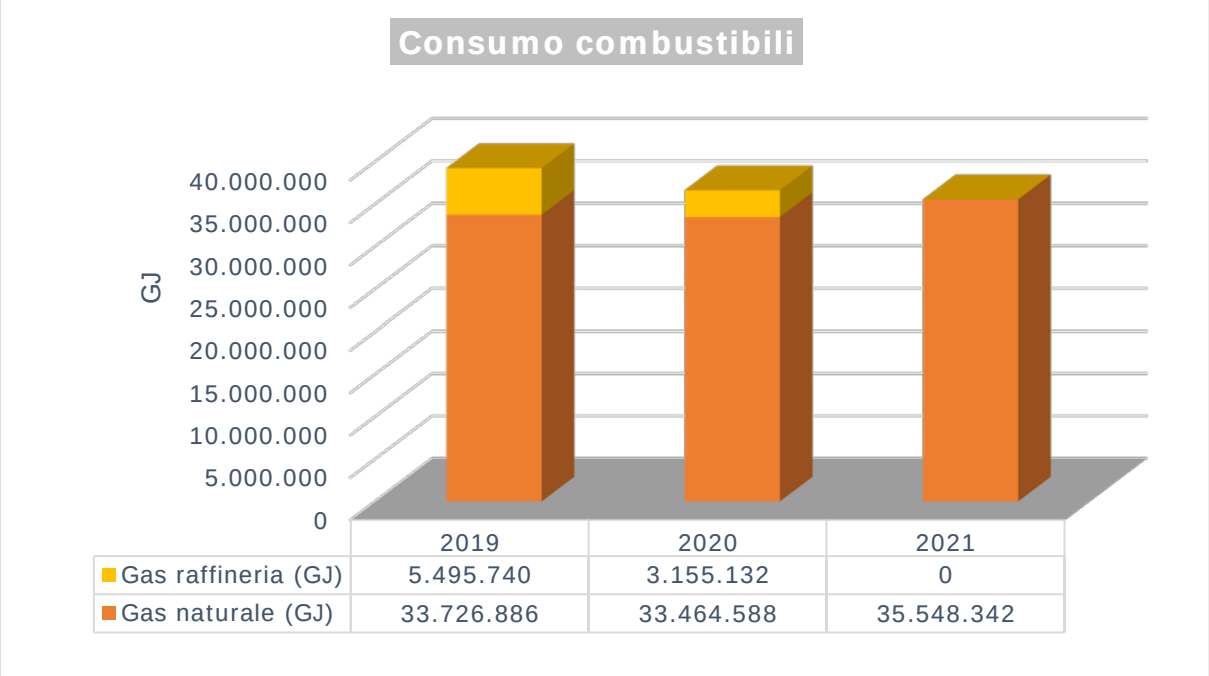
	U.M.	2019	2020	2021
Acque dolci scaricate	(Mm^3)	0,153	0,129	0,135
di cui:				
in fogna	(Mm^3)	0,153	0,129	0,135
in acque superficiali	(Mm^3)	0	0	0

Tabella 4 – Scarichi idrici

Consumo di combustibili ed efficienza energetica

I combustibili fossili rappresentano la voce di consumo più significativa per la produzione di energia elettrica e vapore per gli impianti Enipower.

Nella Figura 14 si riporta l'andamento dei consumi di combustibili fossili per lo stabilimento di Ferrera Erbognone. Si nota nel triennio un andamento in diminuzione coerente con la diminuzione di energia elettrica e termica. Nel 2020 e nel 2021 il mix di combustibili si è ulteriormente spostato a favore del metano data la progressiva diminuzione di syngas dalla Raffineria.



	2019	2020	2021
Gas raffineria (GJ)	5.495.740	3.155.132	0
Gas naturale (GJ)	33.726.886	33.464.588	35.548.342

Figura 14 - Consumo di combustibili

Nelle figure seguenti sono riportati gli andamenti di:

- Indice di efficienza energetica - è il rapporto tra il consumo netto di fonti primarie e la produzione di energia elettrica equivalente. È l'indicatore di riferimento della produzione termoelettrica: consente di confrontare la performance di Enipower con quella di altri competitor del settore;
- Fuel Utilization - è il rapporto tra l'energia prodotta lorda e la quantità di energia primaria introdotta. La fuel utilization equivale al rendimento di primo principio della produzione complessiva di Enipower.

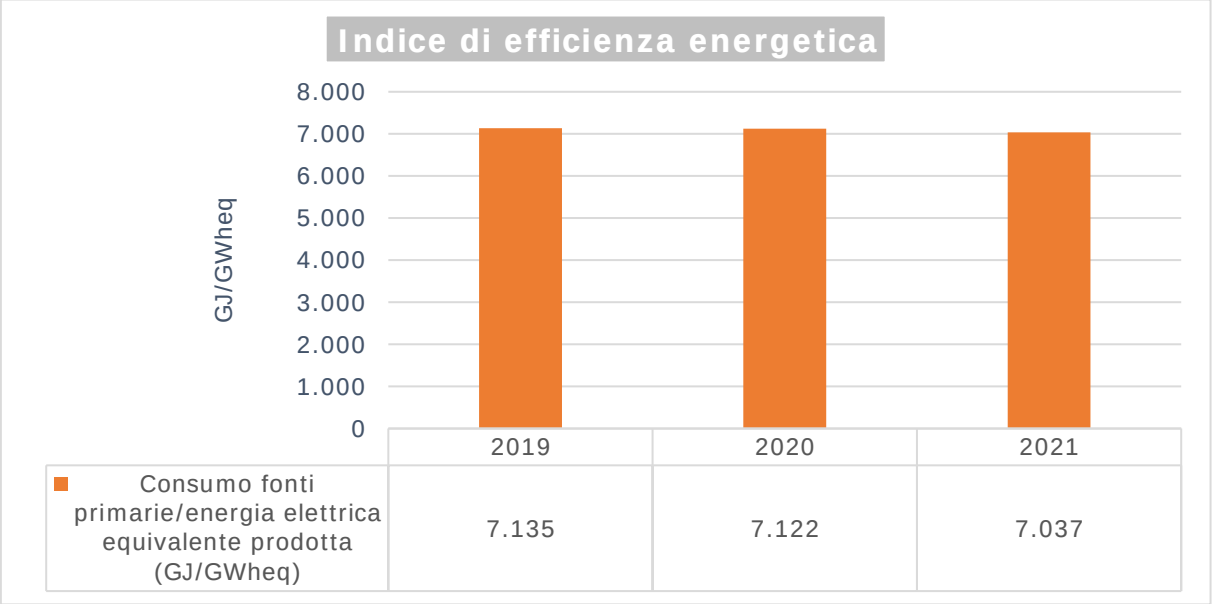


Figura 15 – Indice di efficienza energetica

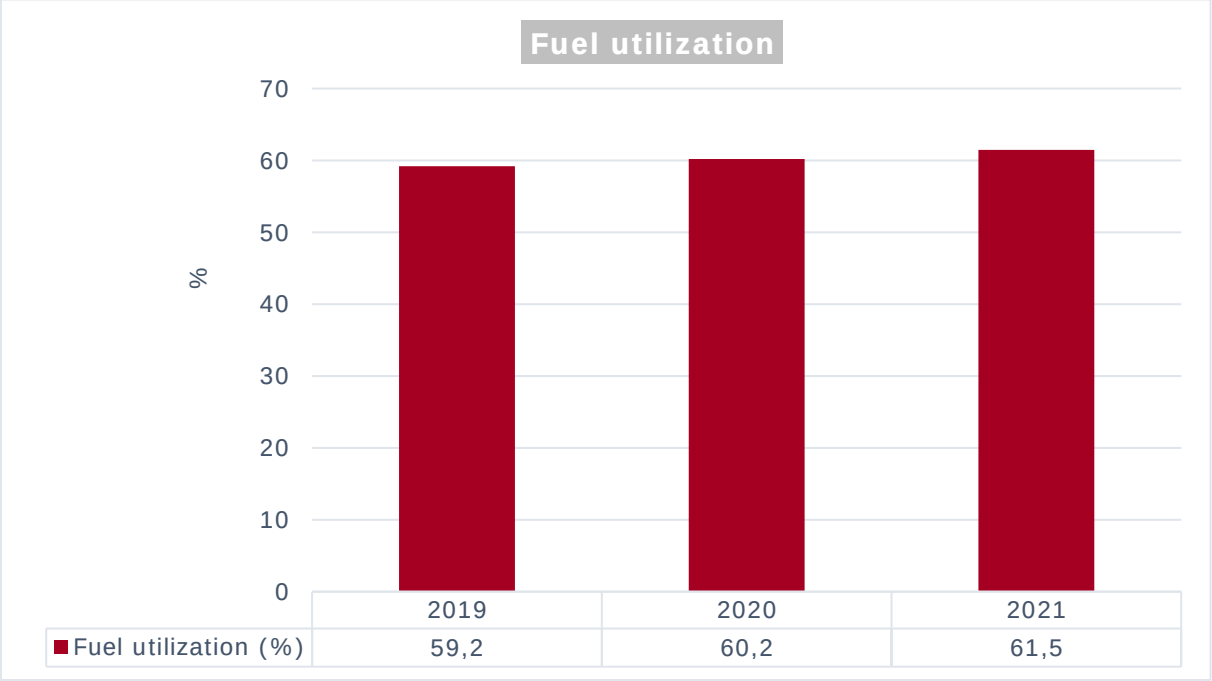


Figura 16 – Fuel utilization

Si riporta di seguito anche il dato relativo al rendimento exergetico della centrale.

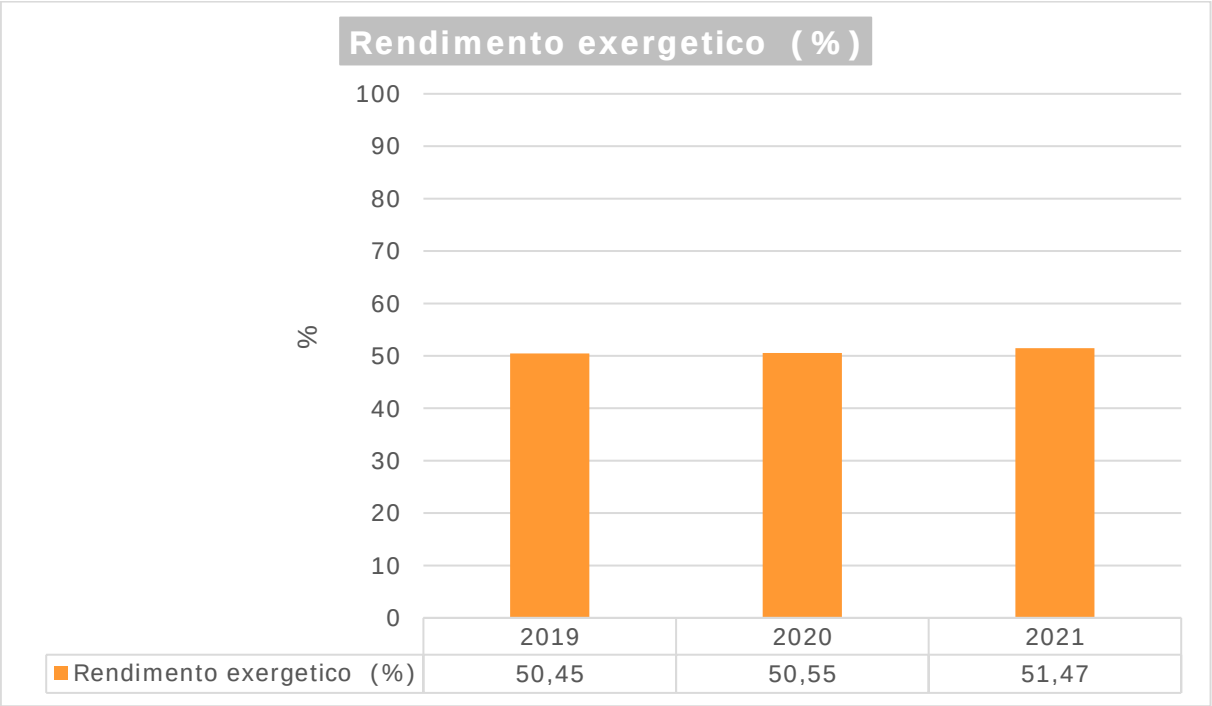


Figura 17 – Rendimento exergetico

Il rendimento degli impianti è in linea con quello dello scorso anno, nonostante l'invecchiamento delle macchine, anche grazie agli altri interventi di efficientamento energetico effettuati che consentono una riduzione degli autoconsumi di centrale. In particolare, il gruppo 2 ha eseguito durante l'anno una fermata major mentre CC1 e CC3 hanno invece eseguito delle fermate minor.

Da un punto di vista degli usi interni di energia si conferma anche nel 2021 un consumo di energia per gli ausiliari di gruppo in linea rispetto agli anni precedenti rapportato alla produzione di energia elettrica, esportazione vapore, fattore di carico medio delle 3 Unità Produttive e soprattutto al numero di fermate e avviamenti degli impianti, in quanto durante questi transitori si è costretti ad utilizzare utenze più energivore come le pompe estrazione condensato di taglia più grande.

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 1:10000 della zonizzazione acustica del comune di Ferrera Erbognone (PV), con indicata l'area della Centrale.

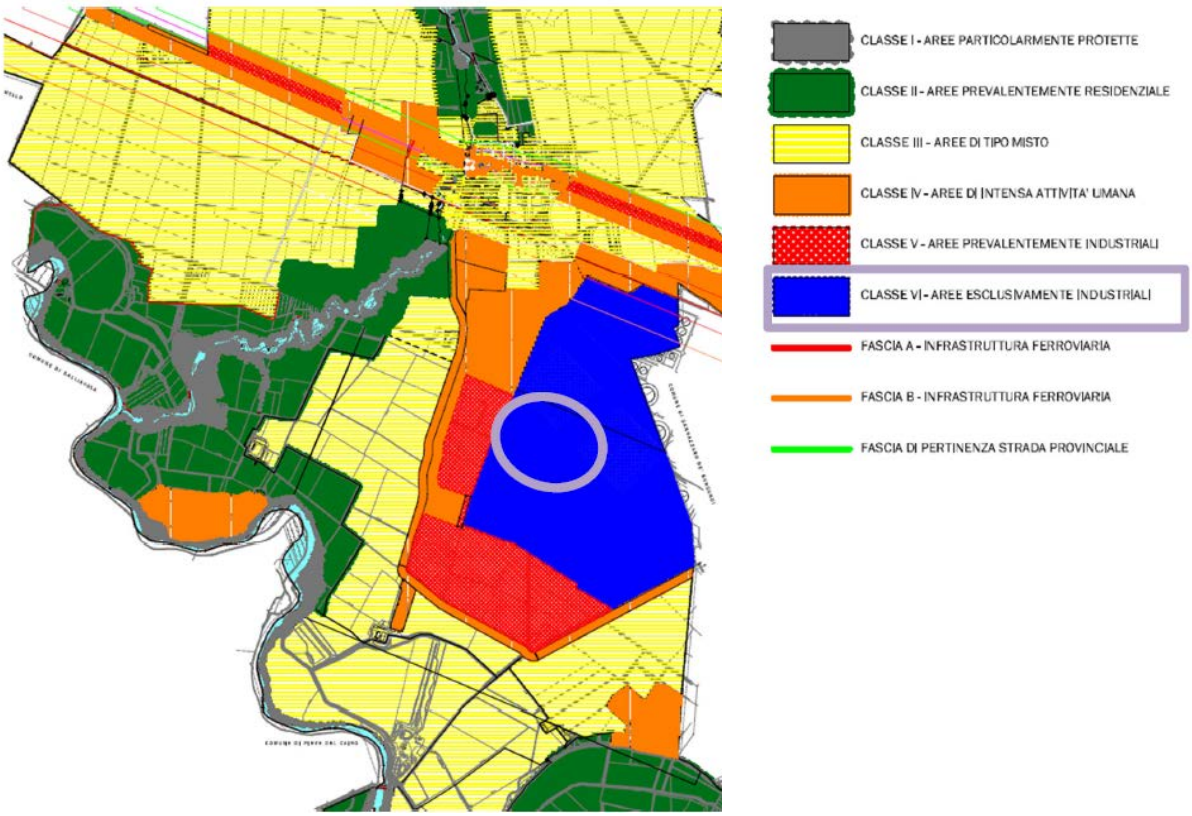


Figura 18 – Estratto della Zonizzazione Acustica del Comune di Ferrera Erbognone

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 previsti dalla zonizzazione acustica sono i “valori limite assoluti di immissione” del D.P.C.M. 14/11/1997.

Classi di destinazione d’uso del territorio	Tempi di riferimento	
	Diurno (6.00-22.00) [Leq – dBA]	Notturno (22.00-6.00) [Leq – dBA]
I aree particolarmente protette	50	40
II aree prevalentemente residenziali	55	45
III aree di tipo misto	60	50
IV aree di intensa attività umana	65	55
V aree prevalentemente industriali	70	60
VI aree esclusivamente industriali	70	70

Tabella 5 - limiti previsti dalla zonizzazione acustica (riferiti alla tabella C del d.p.c.m. 14/11/1997 “Valori limite assoluti di immissione”)

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

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

Classi di destinazione d'uso del territorio	Tempi di riferimento	
	Diurno (6.00-22.00) [Leq – dBA]	Notturno (22.00-6.00) [Leq – dBA]
I aree particolarmente protette	45	35
II aree prevalentemente residenziali	50	40
III aree di tipo misto	55	45
IV aree di intensa attività umana	60	50
V aree prevalentemente industriali	65	55
VI aree esclusivamente industriali	65	65

Tabella 6 - valori limite di emissione (riferiti alla tabella B del d.p.c.m. 14/11/1997)

Nel 2018 sono stati effettuati i rilievi fonometrici all'interno dei periodi di riferimento diurno e notturno, nelle postazioni previste dal decreto n. DEC-MIN-0000235 del 21/12/12 di rinnovo dell'AIA. Nella seguente figura sono indicati i confini di proprietà della centrale Enipower e i punti di misura considerati.

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

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

Punto di misura	Classi di destinazione d'uso del territorio	Limite assoluto di immissione		Limite differenziale di immissione	
		Diurno dBA	Notturno dBA	Diurno dBA	Notturno 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

Punto di misura	Classi di destinazione d'uso del territorio	Limite assoluto di immissione		Limite differenziale di immissione	
		Diurno dBA	Notturno dBA	Diurno dBA	Notturno dBA
R10	III	60	50	5	3
R11	IV	65	55	5	3

Tabella 7 – Valori limite assoluti di immissione

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

Tabella 8 – Valori limite di emissione

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

Punto di misura	Rumore ambientale Misurato Leq [dB(A)]	Limite assoluto di immissione		Verifica
		Classe	Diurno Leq [dB(A)]	
R1	49,0	IV	65,0	Rispettato
R2	44,0	II	55,0	Rispettato
R3	47,5	III	60,0	Rispettato
R4	46,5	III	60,0	Rispettato
R5	53,0	III	60,0	Rispettato
R10	49,0	III	60,0	Rispettato
R11	53,5	IV	65,0	Rispettato

Tabella 9 – verifica del rispetto dei valori limite assoluti di immissione in periodo diurno

Punto di misura	Rumore ambientale Misurato Leq [dB(A)]	Limite assoluto di immissione		Verifica
		Classe	Notturno Leq [dB(A)]	
R1	48,0	IV	55,0	Rispettato
R2	37,0	II	45,0	Rispettato
R3	34,5	III	50,0	Rispettato
R4	38,0	III	50,0	Rispettato
R5	42,5	III	50,0	Rispettato
R10	40,5	III	50,0	Rispettato
R11	42,5	IV	50,0	Rispettato

Tabella 10 - verifica del rispetto dei valori limite assoluti di immissione in periodo notturno

Nelle tabelle seguenti si riportato i valori del rumore ambientale misurato in periodo diurno e notturno, i valori limite di emissione e la verifica del rispetto degli stessi.

Punto di misura	Rumore ambientale Misurato Leq [dB(A)]	Limite assoluto di emissione		Verifica
		Classe	Diurno Leq [dB(A)]	
R1	55,5	VI	65,0	Rispettato
R2	59,0	VI	65,0	Rispettato

Tabella 11 – verifica del rispetto dei valori limite di emissione in periodo diurno

Punto di misura	Rumore ambientale Misurato Leq [dB(A)]	Limite assoluto di emissione		Verifica
		Classe	Notturno Leq [dB(A)]	
R1	56,0	VI	65,0	Rispettato

Punto di misura	Rumore ambientale Misurato Leq [dB(A)]	Limite assoluto di emissione		Verifica
		Classe	Notturno Leq [dB(A)]	
R2	58,5	VI	65,0	Rispettato

Tabella 12– verifica del rispetto dei valori limite di emissione in periodo notturno

La campagna di monitoraggio acustico effettuata nel 2018 ha evidenziato quanto segue:

- I livelli di rumorosità rilevati strumentalmente in corrispondenza dei punti di misura R1, R2, R3, R4, R5, R10 e R11, sono risultati inferiori ai limiti assoluti di immissione previsti dalla zonizzazione acustica del Comune di Ferrera Erbognone
- 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.

Il decreto AIA della centrale prescrive l'effettuazione di campagne del rumore ogni quattro anni; la prossima campagna è prevista nel 2022.

Centrale di Ravenna

Mantenimento Registrazione

Dati tecnici aggiornati al 31-12-2021

Sommario

Centrale di RAVENNA 3
Descrizione della Centrale 3
Interventi impiantistici 6
Principali accadimenti ambientali 7
Inquadramento autorizzativo 11
Applicazione delle BAT 12
Gestione degli Stakeholder 15
Produzione 17
Aspetti ambientali 20
Emissioni in atmosfera 23
Impiego di risorse naturali ed energetiche 30
Rifiuti 37
Consumo di combustibili ed efficienza energetica 39
Rumore 42

Centrale di RAVENNA

Descrizione della Centrale

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

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 h 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.

Nella seguente immagine è riportato il bilancio di massa ed energia della centrale di Ravenna dell'anno 2021.

Combustibili fossili

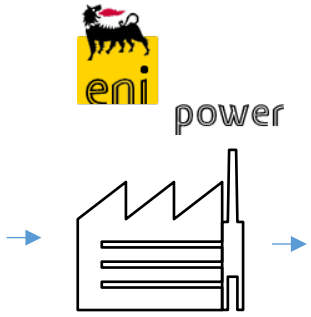
Gas naturale: 34.564.722 GJ
Gasolio: 1591 kg

Additivi / Chemicals

1.070t
Oli 8,72 t

Risorse idriche

Prelievi acque dolci:
4,4 Mm^3
Prelievi acque mare:
61,3 Mm^3



Energia elettrica

4.735.446 MWh

Energia termica lorda

339.344 MWheq

Emissioni GHG dirette

CO_2: 1.922.386 t
CH_4: 1.004 t CO_2 eq
N_2O: 9.757 t CO_2 eq
(HFC+PFC+SF_6): 776 t CO_2 eq

Emissioni

NO_X: 594 t
CO: 57 t

Scarichi

Acqua mare: 61,3 Mm^3
Acque dolci scaricate:
0,172 Mm^3

Rifiuti prodotti

Non pericolosi: 9.251 t
Pericolosi: 259 t
Recuperati: 89%
Smaltiti: 11%

Figura 1. Bilancio di massa ed energia 2021

Interventi impiantistici

Nel corso dell'anno 2021 sono state realizzate/avviate le seguenti attività di migliorie impiantistiche aventi riflessi ambientali (alcune attività hanno subito rallentamenti a causa della Pandemia di Covid 19)

- Avvio lavori di installazione caldaia B600 - Nel mese di giugno 2021 si è dato avvio ai lavori di costruzione della caldaia B600 con inizio delle attività edili. L'avvio della caldaia B600 è previsto nella seconda metà del 2022. 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 compatibilmente con le interferenze di 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 Mm^3/anno di prelievi di acqua dolce (0,4 Mm^3/anno – quota Enipower)
- È stata completata la costruzione della nuova Area Polifunzionale adibita a Deposito Temporaneo Rifiuti in isola 10. La realizzazione della nuova area ha permesso di liberare le aree di impianto in isola 11 dove nel mese di febbraio 2022 è stata avviata la costruzione di due nuove turbine a gas per la partecipazione al "Capacity Market".
- È stata realizzata la nuova piazzola per scarico Chemicals in Isola 6

Principali accadimenti ambientali

I principali eventi significativi in campo ambientale del periodo sono:

- **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).

- **Bonifica della falda**

Relativamente allo stato generale della falda del sito multisocietario, nel 2021 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.

- **Gestione Acqua prima pioggia**

Nel 2021 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.

- **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 prossimo biennio 2022-23.

Nel corso del 2021 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.

- **Registrazione ambientale delle Aziende dell'Ambito Produttivo Omogeneo dell'area chimica ed industriale ravennate**

Nel corso del 2021 è stato redatto il rapporto ambientale, includendo i dati del 2020, 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 2021 si sono conclusi i lavori, avviati a fine 2020, per il rinnovo del protocollo d'intesa, scaduto a fine 2019, 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. Il protocollo è stato rinnovato per un ulteriore triennio (2020-2022)

I mesi trascorsi dalla scadenza sono serviti a definire gli interventi tecnologici da effettuare nel nuovo triennio, in particolare a convenire con il Comune di Ravenna e l'Organo tecnico di controllo (ARPAE) il riposizionamento di una cabina di rilevazione, la cui posizione non risulta più funzionale agli scopi della rete di Monitoraggio. Ulteriori confronti sono stati necessari per mettere a punto la dotazione tecnologica della nuova cabina e quindi aggiornare le quote di ripartizione dei costi di gestione.

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 costituita da 6 stazioni fisse con strumentazione per il controllo delle sostanze inquinanti, una stazione metereologica 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.

- **Analisi di Resilienza Idrica**

Enipower ha effettuato un'analisi del Rischio Idrico, in base alla quale, facendo riferimento all'indicatore di Baseline Water Stress (BWS) sviluppato dal World Resource Institute, l'area geografica su cui insiste lo stabilimento di Ravenna è stata identificata come a "stress idrico". Questo indicatore misura lo sfruttamento delle fonti di acqua dolce e indica una situazione di stress qualora i prelievi da un dato bacino idrografico risultino superiori al 40% della capacità di ricarica dello stesso.

Per questo motivo Enipower, nel corso del 2020, ha proceduto ad un'analisi approfondita del ciclo idrico della Centrale, ricostruendo lo schema di bilancio idrico in cui sono stati computati gli approvvigionamenti idrici, l'utilizzo della risorsa idrica nelle diverse unità di impianto, gli effluenti liquidi risultanti da tali attività e la destinazione finale di questi ultimi. È stata inoltre valutata la resilienza idrica del sistema integrato di stabilimento, nonché la vulnerabilità dello stesso rispetto alle fonti di approvvigionamento, ai punti di scarico ed al destino finale degli effluenti idrici.

Tali valutazioni hanno tenuto conto del fatto che l'intero ciclo idrico di utilizzo di acqua dolce risulta integrato con l'impianto esterno gestito da RSI, da cui Enipower risulta dipendente sia dal punto di vista dell'approvvigionamento idrico che della gestione del sistema fognario.

L'analisi di vulnerabilità è stata condotta con lo scopo di valutare la gestione della risorsa idrica nella Centrale, individuando i punti di forza o di debolezza legati all'accumulo di backup dell'acqua di processo o al recupero ed al riciclo della stessa. Questo con l'obiettivo in futuro di diminuire progressivamente i prelievi industriali di acqua dolce fino al raggiungimento del "livello minimo" (zero tecnico) che rappresenta il quantitativo di prelievo residuale di acqua dolce, sotto cui non è possibile scendere con gli attuali vincoli tecnici e tenuto conto della vita residua della centrale.

Nell'ambito di tale iniziativa nel corso del 2021 è stato possibile rivalutare l'investimento proposto da RSI per il revamping dell'impianto TAC. Anche in considerazione dei risparmi di prelievo idrico ottenibili con la nuova tecnologia grazie al recupero e riciclo

di acque di scarico interne e di acque oggi scaricate da Herambiente, l'investimento è stato approvato dal CDA di RSI del gennaio 2022.

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 2021 è stato inoltre caratterizzato dalla conclusione dei procedimenti autorizzativi iniziati nel corso del 2019.

I nuovi provvedimenti autorizzativi hanno comportato in alcuni casi la rivisitazione/revisione di importanti documenti del sistema di gestione fra i quali:

- Manuale di gestione dello SME
- Registro e scadenziario AIA

Hanno permesso inoltre di avviare importanti lavori di investimento che incrementeranno l'affidabilità di fornitura Utilities verso il sito petrolchimico (Caldaia B600) e permetteranno ad Enipower di partecipare al Mercato delle Capacità contribuendo così alla stabilità e affidabilità della rete elettrica nazionale.

In particolare, si sono conclusi:

- Il procedimento di riesame della Autorizzazione Integrata Ambientale ai sensi dell'articolo 29-octies comma 3, lettera a) e comma 5 del D.lgs 152/06 comprendente l'importante modifica relativa all'installazione di una nuova caldaia (B600) in luogo della caldaia in riserva fredda B400, inviata agli enti il 12 aprile 2019 - Decreto Ministeriale n. 0000246 del 10 giugno 2021- Procedimento ID 170/10118.

- L'istanza di Valutazione Impatto Ambientale relativa al progetto "Sostituzione TG-501 con nuove TG – Capacity Strategy Italia, inviata agli enti 07/10/2019. DEC VIA 234 rilasciato dal MITE il 03/06/2021
- L'istanza di Autorizzazione UNICA ai sensi della Legge n. 55/2002 e ss.mm.i per la modifica dell'attuale configurazione dell'esistente centrale termoelettrica di Ravenna "progetto di sviluppo Peakers" inviata agli enti il 11 ottobre 2019.Decreto MITE n° 55/16/2021 del 21/10/2021
- Il procedimento di Riesame della Autorizzazione Integrata Ambientale relativa al progetto "Sostituzione TG 501 con nuove TG Capacity Strategy" Istanza di nuova Autorizzazione per sostituire impianti esistenti di una installazione già dotata di AIA, inviata agli enti il 21/11/2019 Decreto Ministeriale n. 000437 del 27/10/2021- Procedimento ID 170/10512.

Applicazione delle BAT

In data 31 luglio 2017, la Commissione Europea ha approvato, tramite decisione di esecuzione, le cosiddette "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. Tale gap Analysis è parte integrante della documentazione inviata dal gestore nell'ambito della procedura di riesame dell'AIA.

L'esito dell'analisi ha messo in evidenza che nello stabilimento di Ravenna risultano applicate tutte le BAT GIC previste dalla Direttiva 2010/75/UE, come di seguito dettagliato:

BAT1: Sistema di gestione ambientale
Lo stabilimento ha istituito e applicato un sistema di gestione ambientale (SGA) certificato secondo lo standard ISO 14001. Il SGA di Enipower è registrato EMAS (registrazione IT-001459).

BAT2 – BAT 4: Monitoraggio
BAT 2: a valle di interventi manutentivi o di modifiche delle apparecchiature, il fornitore esegue dei performance test ufficiali.

- BAT 3: i parametri indicati dalla BAT 3 per le emissioni in atmosfera, sono monitorati in continuo da strumentazione installata sui tre camini in esercizio dei gruppi CC1, CC2 e TG501.
- BAT 4: tutti i parametri pertinenti, in relazione alla tipologia di impianto e al combustibile utilizzato, sono oggetto di monitoraggio conforme alle frequenze stabilite e alle norme indicate.

BAT6, BAT8, BAT 9-11: Prestazioni ambientali generali e di combustione

- BAT 6: nella Centrale sono adottati tutti i sistemi di ottimizzazione della combustione applicabili (b-e);
- BAT 8: per quanto concerne le emissioni di CO, i cicli combinati CC1 e CC2 risultano dotati di sistema di riduzione catalitico. Per gli NO_x la minimizzazione delle emissioni è garantita mediante l'installazione di bruciatori ad alta efficienza di tipo Low NO_x.
- BAT 9: tutti i parametri indicati per il gas naturale sono monitorati tramite certificati analitici mensili forniti dal Gestore della Rete Nazionale di trasporto del gas e tramite analisi da gascromatografo di impianto.
- BAT 10: in relazione alle emissioni in atmosfera associate ai transitori (avvio/arresto e marcia sotto il minimo tecnico) sono implementate specifiche misure di tipo tecnico-gestionale (piano di manutenzione, sistema di monitoraggio in continuo ecc.). In Centrale sono inoltre implementate specifiche procedure per la gestione di situazioni non conformi (ossia con superamento dei limiti autorizzati) o di emergenza.
- BAT 11: il monitoraggio dei transitori è disciplinato dal Piano di Monitoraggio e Controllo dell'Autorizzazione Integrata Ambientale. Gli strumenti di analisi dello SME di Centrale hanno una doppia scala di misura, al fine di misurare correttamente i valori di concentrazione degli inquinanti sia durante le fasi di avvio e arresto dell'impianto che durante il normale funzionamento.

BAT 12 – BAT 40: Efficienza energetica

- BAT 12: le tecniche applicabili, proposte dalla BAT, risultano adottate.
- BAT 40: i rendimenti exergetici netti sono allineati ai valori indicati dalle BAT.

BAT 13-BAT 14: Consumo di acqua ed emissioni nell'acqua

- BAT 13: il riciclo dell'acqua residua viene attuata mediante convogliamento dello spurgo del circuito torri di raffreddamento cicli combinati CC1 e CC2 nella rete antincendio del sito multisocietario.
- BAT 14: le acque reflue generate vengono gestite in maniera separata a seconda della diversa tipologia.

BAT 17: Emissioni sonore

La riduzione delle emissioni sonore è ottenuta principalmente installando le principali sorgenti della Centrale (turbine a gas, turbine a vapore, pompe alimento) all'interno di cabinati insonorizzanti contenitivi. Le misurazioni effettuate attestano il rispetto dei limiti previsti.

BAT 42 – BAT 44: Emissioni in atmosfera di NO_X, CO, NMVOC e CH_4

- BAT 42: sia in termini di medie annue, che di medie giornaliere, i limiti previsti dalle BAT risultano rispettati.
- BAT 44: sui camini dei gruppi CC1 e CC2 sono installati elementi catalitici di riduzione di CO.

Gestione degli Stakeholder

I principali stakeholder dello stabilimento, oltre la popolazione, sono Autorità Pubbliche, Enti Pubblici e Privati di seguito se ne riporta l'elenco dei principali:

- sede Enipower;
- divisioni e società eni;
- dipendenti;
- organizzazioni sindacali;
- associazioni di categoria a livello locale (Confindustria, etc.);
- fornitori;
- contrattisti;
- Società coinsediate;
- comunità locali;
- istituzioni, authority ed enti di controllo (INPS, INAIL, 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 della Transizione Energetica, Ministero della Salute, Regione Emilia-Romagna, Provincia di Ravenna, Arpa E.R., Comune di Ravenna, etc.);
- istituti superiori, università e centri di ricerca;
- media.

Enipower ha effettuato una mappatura degli stakeholders del territorio Ravennate valutandone la rilevanza / disposizione, utilizzando l'applicativo Eni SMS. L'ultimo aggiornamento eseguito in data 22 set. 2020, risulta ancora valido e non ha evidenziato grievances/stakeholder critici.

Si riporta la relativa matrice in essere.

Figura 2 - Output del software SMS

Si denota comunque una crescente attenzione in tutti gli stakeholders verso i temi di Sostenibilità Ambientale, Decarbonizzazione, Risparmio delle Risorse Naturali, Transizione Energetica.

Produzione

L'assetto tipico degli impianti tenuto nel 2021 è stato il seguente:

- ciclo combinato 1 in marcia
- ciclo combinato 2 in marcia
- turbogas TG501 e TD300 in marcia dal lunedì al venerdì fino a metà febbraio poi solo per fermate manutentive CC.
- 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.

Nel corso del 2021 non si sono registrati eventi di blocco/disservizi che abbiano avuto impatti/conseguenze di tipo ambientale.

Principali eventi di avviamento/fermate/manutenzioni 2021:

TG 501 e CTE:

- Dal 13 gennaio al 13 febbraio in marcia dal lunedì al venerdì
- Dal 31 gennaio al 2 febbraio fermo per ripristino perdita vapore su sfiato SH BA501
- Dal 13 febbraio al 7 marzo in marcia per minor CC2;
- Dal 4 al 17 aprile in marcia per vincolo di rete e attività su CC1 e CC2;
- Dal 2 al 4 giugno in marcia per attività su CC2;
- Dal 14 giugno al 10 agosto fermo per HGPE TG501;
- Dal 10 al 31 agosto interventi di make good fermata;
- Il 31 agosto al 10 ottobre fermo per ripristino anomalia sfiato SH BA501;
- Dal 10 ottobre al 3 novembre in marcia per minor CC1;
- Dal 24 al 25 novembre in marcia per attività su CC1;
- Dal 11 al 18 dicembre in marcia per attività su CC2.

CC1:

• il 20 gennaio Shut Down TG per anomalia pressostati raffreddamento turbina GV2;
• il 9 febbraio fallito avviamento per mancata apertura valvola 3 antipompaggio;
• il 7 marzo fermato per esecuzione di 2 lavaggi Off Line;
• dal 10 al 17 aprile fermo per vincolo di rete;
• il 21 maggio fermo per intervento di ripristino perdita olio idraulico TG1;
• dal 15 ottobre al 1° novembre fermo per minor;
• il 25 novembre fermo per ripristino perdita aria passo uomo superiore TG1.

CC2:

• dal 23 febbraio al 3 marzo fermo per Minor e fino al 6 marzo Tuning combustione;
• dal 5 al 10 aprile fermo per ripristino perdita aria bruciatore 15 e anomalie estrat-tori vapori olio cassa TG;
• Il 6 maggio fermo per caricamenti software su EPCS;
• Il 3 giugno fermo per sostituzione attuatore vlv raffreddamento turbina GV3;
• Dal 13 al 16 dicembre fermo per sostituzione attuatore vlv metano premix TG2.

Di seguito sono indicate le produzioni dello Stabilimento suddivise per tipologia:

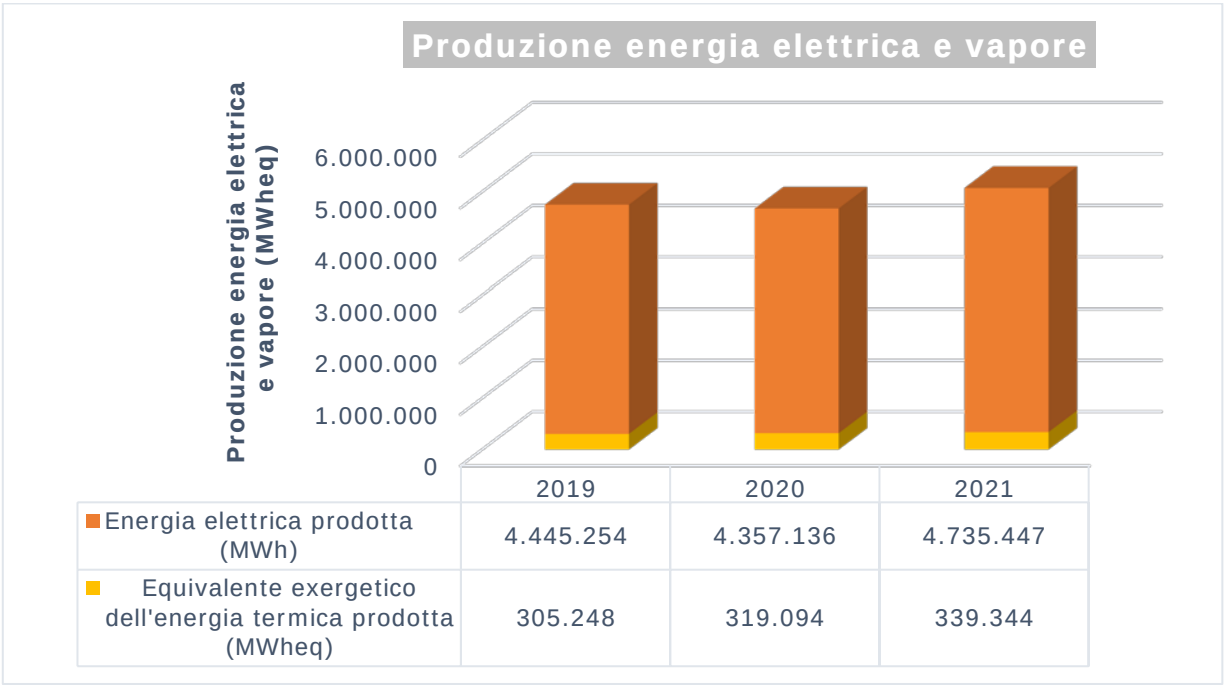
	2019	2020	2021
Equivalente exergetico dell'energia termica (vapore) (MWheq)	305.248	319.094	339.344
Energia elettrica prodotta (MWh)	4.445.254	4.357.136	4.735.447
Totale	4.750.502	4.676.230	5.074.791

Tabella 1 -Produzione energia elettrica e vapore

La produzione totale, definita energia elettrica equivalente, viene calcolata sommando all'energia elettrica prodotta dagli alternatori il contenuto energetico del vapore sotto forma di exergia[1]. Il risultato della somma rappresenta quindi l'energia elettrica che sarebbe stata prodotta qualora non fosse stato distribuito vapore ai clienti del sito multisocietario ma avesse lavorato in turbina sino alla condensazione. Nel 2021 si segnala un incremento della produzione di energia elettrica, rispetto all'anno precedente.

In particolare, nel secondo semestre dell'anno si sono registrati prezzi dell'energia elettrica sul mercato in continua ascesa. L'andamento dei prezzi ha portato ad un esercizio a carichi mediamente sempre più elevati del normale se confrontati con gli anni passati.

[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.



	2019	2020	2021
Energia elettrica prodotta (MWh)	4.445.254	4.357.136	4.735.447
Equivalente exergetico dell'energia termica prodotta (MWheq)	305.248	319.094	339.344

Figura 3 – Produzione di energia elettrica e vapore

Aspetti ambientali

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

La significatività degli aspetti ambientali viene valutata ogni anno.

Il documento di valutazione degli aspetti ambientali è stato oggetto di aggiornamento, rispetto alla versione precedente è stata aggiornata la valutazione dell'aspetto "Rifiuti" in considerazione dell'incremento dei volumi prodotti a seguito delle attività di cantiere in corso (Rif. Paragrafo "Interventi impiantistici"). A seguito di tale aggiornamento l'aspetto risulta ora "mediamente significativo". È stato inoltre eliminato l'aspetto "amianto" in quanto, al momento, tutto l'amianto censito è stato rimosso.

Con riferimento a quanto precisato in precedenza in merito all'analisi di resilienza idrica, l'aspetto ambientale "Consumo di risorsa idrica", seppur non significativo, è stato oggetto di particolare attenzione nello sviluppo degli obiettivi di miglioramento.

Nelle tabelle seguenti si riportano tutti gli aspetti ambientali caratterizzanti le attività dello stabilimento di Ravenna e la valutazione della loro significatività.

Aspetti ambientali diretti	Significatività	Priorità di intervento	Impatto ambientale associato
Emissioni diffuse e fuggitive in atmosfera	Non significativo	P1	Effetto serra
Emissioni di gas climalteranti (CO_2 e altro)	Mediamente significativo	P2	Effetto serra
Emissioni in atmosfera (NO_x, CO)	Mediamente Significativo	P2	Inquinamento atmosferico
Consumo risorse idriche	Non significativo	P1	Impoverimento risorse naturali
Produzione di rifiuti	Mediamente significativo	P2	Inquinamento suolo e falda
Consumi risorse energetiche	Mediamente Significativo	P2	Impoverimento risorse naturali
Scarichi idrici	Mediamente Significativo	P2	Inquinamento risorse idriche
Emissioni di rumore all'esterno	Mediamente Significativo	P2	Inquinamento acustico
Campi elettromagnetici	Non significativo	P1	Inquinamento elettromagnetico
Contaminazione suolo, sottosuolo, falda, acque superficiali e mare	Non significativo	P1	Inquinamento suolo e falda

Emissioni odorigene	Non significativo	P1	Inquinamento odorigeno
Impatto visivo	Non significativo	P1	Impatto paesaggistico

Aspetti ambientali indiretti	Significatività	Priorità di intervento	Impatto ambientale associato
Emissioni diffuse e fuggitive in atmosfera	Non significativo	P1	Effetto serra
Emissioni in atmosfera	Non significativo	P1	Inquinamento atmosferico
Consumo risorse idriche	Non significativo	P1	Impoverimento risorse naturali
Contaminazione suolo, sottosuolo, falda, acque superficiali e mare	Non significativo	P1	Inquinamento suolo e falda
Rifiuti	Mediamente significativo	P2	Inquinamento suolo e falda
Emissioni di rumore all'esterno	Non significativo	P1	Inquinamento acustico

Opportunità	Significatività	Priorità di intervento	Impatto ambientale associato
RIFUTI - Aumentare la percentuale di recupero dei rifiuti pericolosi e non	Mediamente significativo	P2	Inquinamento suolo e falda
Emissioni in atmosfera Nuova caldaia B600	Mediamente significativo	P2	Inquinamento atmosferico

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

Il codice di priorità di intervento, così come definito dalla procedura aziendale, si interpreta nel seguente modo:

- P1: Monitoraggio.
- P2: Procedure di controllo operativo e a scelta obiettivi di miglioramento.
- P3: Procedure di controllo operativo e obiettivi di miglioramento.

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

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.

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

Emissioni in atmosfera

Emissioni di macroinquinanti

Le emissioni in atmosfera sono generate dalla combustione del gas naturale nelle unità produttive dell'impianto a ciclo combinato e nella caldaia di riserva.

Come si evince dai grafici seguenti, che riportano il confronto tra i valori medi annuali delle emissioni nell'ultimo triennio e il limite autorizzato, le prestazioni del triennio si attestano su valori inferiori ai limiti stessi.

Gruppo	Parametro	U.M	Limite autorizzato[2] (VLE)	Limite autorizzato[3] (VLE)	Limite autorizzato[4] (VLE)	Concentrazioni misurate nelle emissioni			Media triennale delle concentrazioni nelle emissioni
						2019	2020	2021	
CC1	NO_x	mg/Nm³	50	35	30	18,09	14,53	16,38	16,33
	CO	mg/Nm³	30	20	10	0,50	0,69	0,99	0,73
CC2	NO_x	mg/Nm³	50	35	30	21,01	23,25	19,27	21,18
	CO	mg/Nm³	30	20	10	0,95	1,58	1,63	1,39
TG501	NO_x	mg/Nm³	-	50	45	33,65	35,73	35,11	34,83
	CO	mg/Nm³	-	30	10	3,27	5,24	4,21	4,24
B400[5]	NO_x	mg/Nm³	-	100	-	-	-	-	-
	CO	mg/Nm³	-	100	-	-	-	-	-

Tabella 2 -Emissioni ai camini nell'ultimo triennio

Nel corso del 2021 i valori limiti emissivi non sono mai stati superati; i valori massimi raggiunti nel corso dell'anno sono stati a livello di dato orario: CC1 NO_x 34,14, CO 12,69; CC2 NO_x 35,22, CO 13,06; (valori in mg/Nm³ sulla media oraria riferiti al 15% di O_2). e a livello di dato giornaliero sul TG501 NO_x 42,79, CO 14,14. (valori in mg/Nm³ sulla media giornaliera riferiti al 15% di O_2).

Dall'agosto del 2021 è stato imposto anche un limite annuale di seguito si riportano i valori registrati per ogni inquinante nel secondo semestre del 2021:

[2] Valore limite emissivo sulla media oraria (valori limite nuova AIA, DM 437 del 27/10/2021)
[3] Valore limite emissivo sulla media giornaliera (valori limite nuova AIA, DM 437 del 27/10/2021)
[4] Valore limite emissivo sulla media annuale (valore limite nuova AIA, DM 437 del 27/10/2021)
[5] Il gruppo è stato fermo nel periodo in riserva fredda

CC1:

- NO_x: 20,4 mg/Nm^3
- CO: 1,2 mg/Nm^3

CC2:

- NO_x: 19,2 mg/Nm^3
- CO: 1,5 mg/Nm^3

TG501:

- NO_x: 33,5 mg/Nm^3
- CO: 3,6 mg/Nm^3

Tutti i valori rientrano ampiamente all'interno dei limiti.

Nelle seguenti figure è evidenziato il trend generale delle quantità massiche delle emissioni e dei relativi indici. Per quanto riguarda i macroinquinanti NO_x e CO, i loro valori medi in concentrazione sono sostanzialmente in linea con quelli degli anni precedenti ed inferiori ai limiti autorizzati; nel corso del 2021 dopo la minor di marzo si nota un miglioramento di concentrazione di NO_x del CC2; la diminuzione degli NO_x in valori massici è correlata al minor esercizio del TG501 rilevato nel 2021 rispetto al 2020 e ai minori valori di concentrazione registrati sul CC2. I valori medi di CO nel CC1 e CC2 si mantengono a valori molto bassi denotando una costante efficienza di abbattimento dei sistemi catalitici. Da un punto di vista massico i valori di CO sono allineati ai valori registrati nel corso del 2020. In leggero miglioramento invece l'indice, considerata la maggiore produzione del 2021.

Gli indici di emissione, riportati nei grafici sottostanti, sono stati calcolati rapportando i valori massici di CO ed NO_x all'energia lorda prodotta.

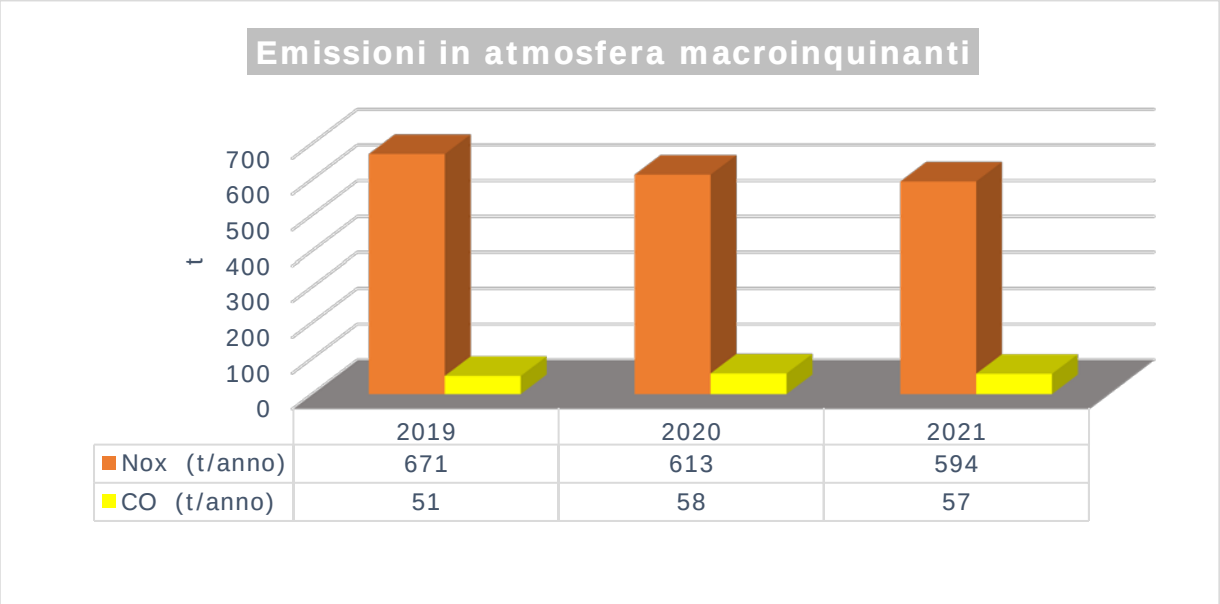


Figura 4 – Quantità emissioni in atmosfera macroinquinanti (somma di normal funzionamento + transitori)

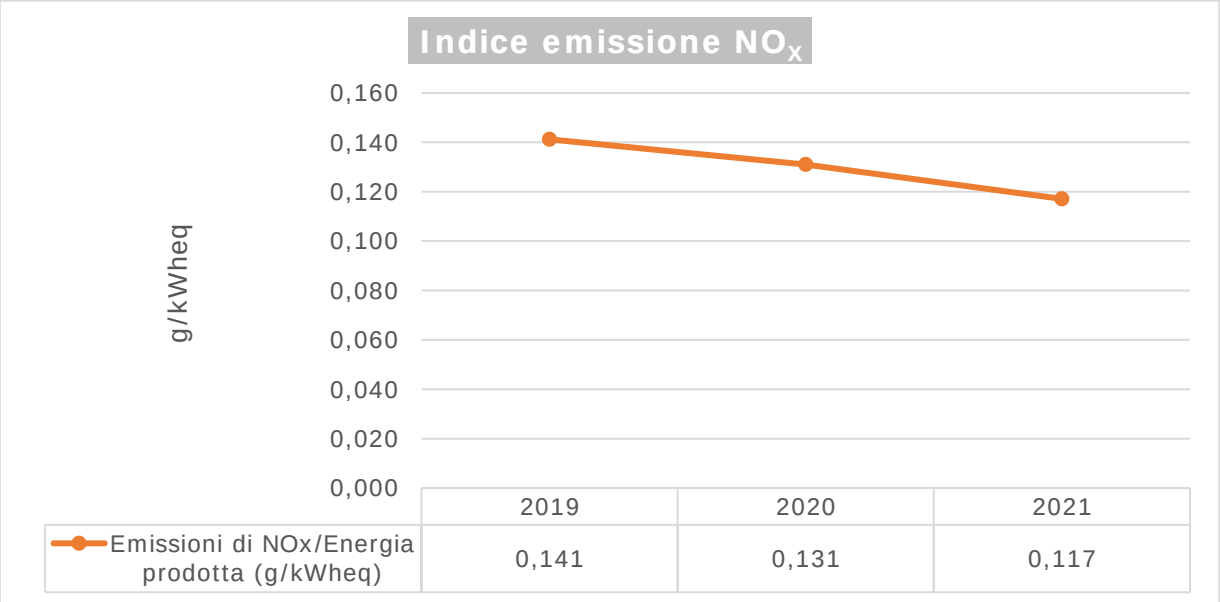


Figura 5 – Indice emissione in atmosfera NO_X

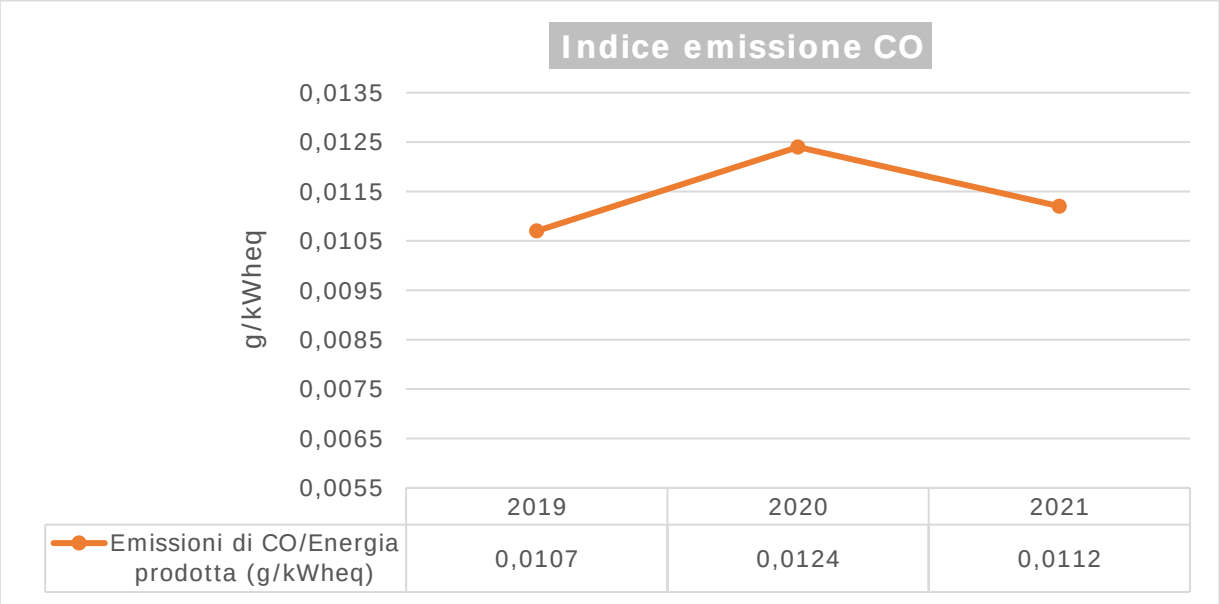


Figura 6 – Indice emissione in atmosfera CO

Emissioni gas serra

La centrale di Ravenna è in possesso dell'autorizzazione ad emettere gas serra ai sensi del Regolamento Emission Trading System (ETS) n. 547.

Nell'ambito della partecipazione al quarto periodo di adempimento del sistema europeo di Emission Trading relativo allo scambio di quote di emissione di CO_2 ai sensi della Direttiva 2003/87/CE, la centrale di Ravenna nel 2021 ha ottenuto, nei tempi previsti, la certificazione delle emissioni dell'anno precedente da parte dell'ente esterno di verifica.

Oltre all'anidride carbonica, le altre emissioni di gas ad effetto serra, non soggette al regolamento ETS, sono riconducibili alle seguenti sostanze:

- esafluoruro di zolfo
- idrofluorocarburi
- protossido di azoto
- metano.

Le prime due 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.

La rendicontazione complessiva tiene conto del “Global Warming Potential (GWP)”, che consente di determinare un totale di CO_2 equivalente utilizzando dei fattori di correlazione normati per ciascuna tonnellata di sostanza emessa.

Nelle tabelle e nelle figure seguenti si riportano le emissioni ed i relativi indici di emissione della sola CO_2, legata alla produzione di energia elettrica e vapore.

Per l’anno 2021 le emissioni di CO_2 sono state di 1.922.386 tonnellate. Si registra un incremento rispetto al 2020 della quantità totale dovuto ad una maggior produzione, con una leggera diminuzione dell'indice.

Anche le emissioni di SF_6, 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.

		U.M.	2019	2020	2021
Emissioni di GHG totali		(t CO_2eq/anno)	1.878.407	1.820.690	1.933.921
di cui:					
CO_2		(t/anno)	1.867.207	1.810.142	1.922.386
CH_4		(t CO_2eq/anno)	1.014	994	1.004
	da comb. e processo	(t/anno)	41	39,76	36,74
	fuggitive	(t/anno)	4,40	4,98	2,27
	venting	(t/anno)	-	0,000	1,14
N_2O		(t CO_2eq/anno)	9.594	9.235	9.755
		(t/anno)	32	30,99	32,73
gas fluorurati ad effetto serra		(t CO_2eq/anno)	593	319	776
HFC		(kg/anno)	0	0	32,5
PFC		(t/anno)	0	0	0
SF6		(kg/anno)	26	14	32

Tabella 3 - Emissioni Gas Serra

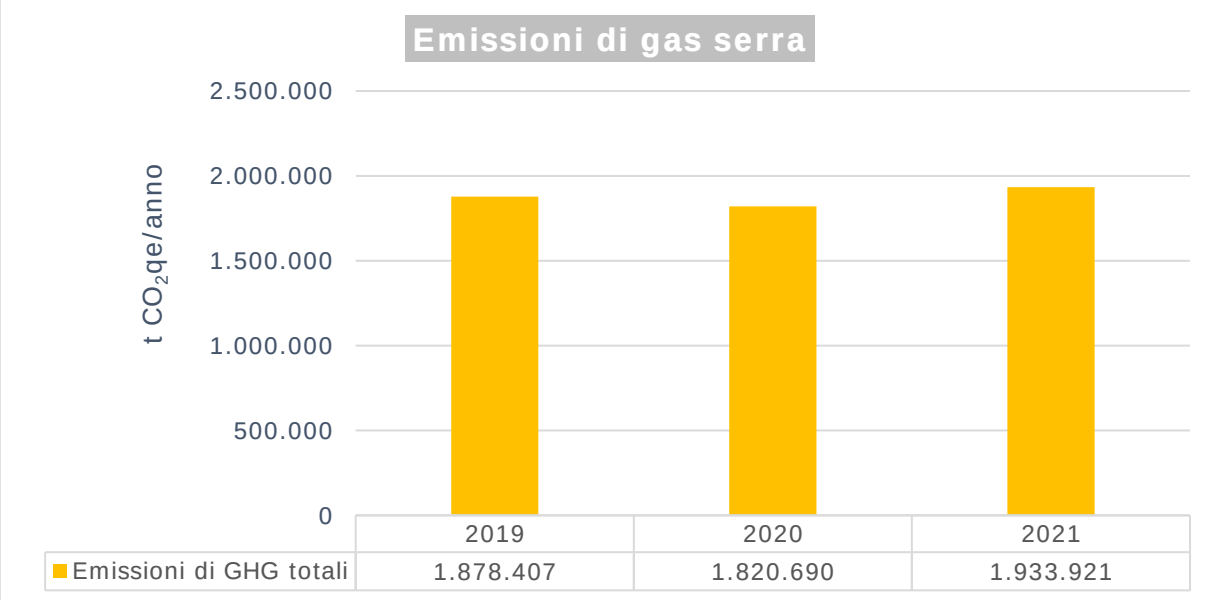


Figura 7 – Quantità emissioni in atmosfera gas serra

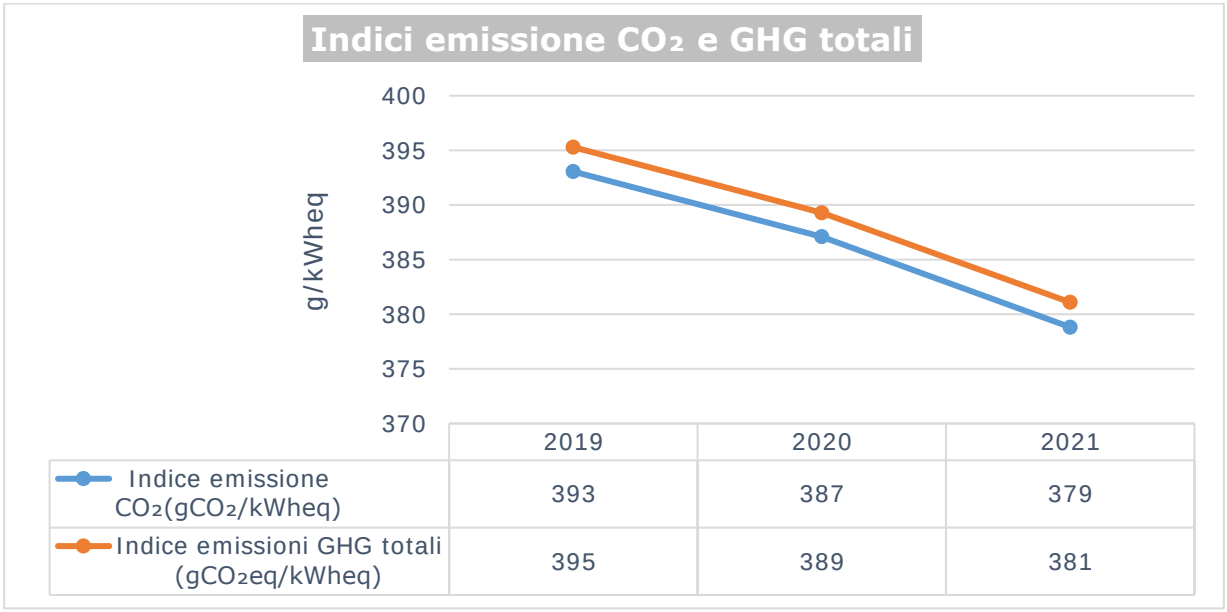


Figura 8 – Indici emissioni in atmosfera gas serra

Per quanto riguarda le emissioni di gas serra, nel 2021 si registra un incremento rispetto al 2020 della quantità totale dovuto alla maggior produzione registrata, in controtendenza l'indice, che risulta in miglioramento coerentemente con le migliori performance dell'impianto da un punto di vista dell'efficienza di produzione.

Impiego di risorse naturali ed energetiche

Nel sito Enipower non vi sono attività di sfruttamento del suolo, le risorse naturali impiegate sono riconducibili ad 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.

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 2021 sono in linea con l’anno precedente.

Per quanto riguarda l’acqua di mare, nel 2021 si è consuntivato un prelievo leggermente superiore, rispetto all’anno precedente, indipendentemente dalla produzione del TG 501 e della TD300. Questo perché le pompe vengono mantenute comunque in marcia anche con impianti fermi per preservare da un lato i circuiti dalla corrosione e per mantenere dall’altro il livello della vasca mare sotto il livello idrostatico di stabilimento.

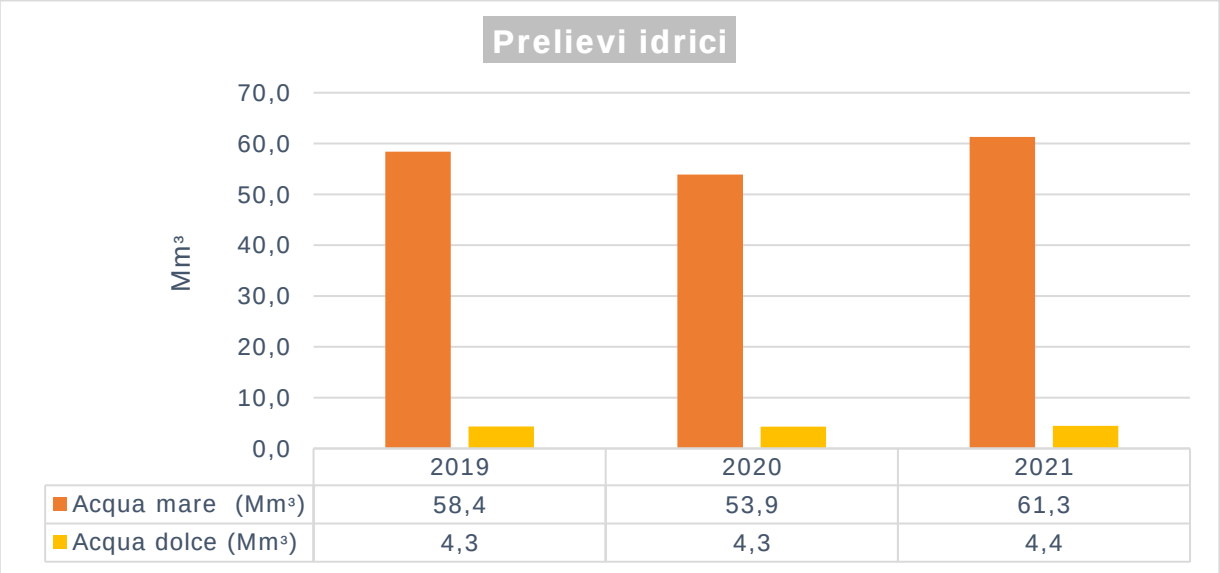


Figura 9 – Prelievo acqua (escluse acqua demineralizzata e acqua potabile)[6]

Acqua demineralizzata

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.

L'efficienza del processo di produzione del vapore è rappresentata attraverso un indice, calcolato come rapporto tra il vapore prodotto e l'acqua demineralizzata consumata (Kr, coefficiente di restituzione acqua demineralizzata).

Di seguito si riportano i prelievi di acqua demineralizzata:

Prelievo acqua demineralizzata			
Anno	**2019**	**2020**	**2021**
Acqua Demineralizzata (m^3)	1.557.705	1.538.248	1.597.535

Tabella 4 - Prelievi di acqua demineralizzata

[6] Per l'anno 2019 il dato dell'acqua dolce è stato aggiornato al fine di tenere in considerazione anche il contributo dell'acqua demi e del vapore

Per quanto riguarda il dettaglio dell'acqua demineralizzata, nel corso dell'anno 2021 il prelievo è risultato leggermente superiore rispetto all'anno precedente. L'indice kr invece è ritornato a crescere anche in relazione ai minori periodi di riscaldamento dei collettori e agli avviamenti del TG 501. L'indice Kr definito come rapporto della somma dei vapori prodotti e delle condense recuperate con l'acqua demineralizzata consumata, rappresenta l'indice di efficienza sul prelievo di questa materia.

Indice di trasformazione acqua demineralizzata			
Anno	2019	2020	2021
Indice Kr (%)	88,00	86,56	89,89

Tabella 5 -Kr - Indice di trasformazione dell'acqua demineralizzata

L'indice di Prelievo acqua Dolce, all'interno del quale è contabilizzata anche la acqua demi, si mantiene costante nel corso dell'ultimo triennio.

	U.M.	2019	2020	2021
Prelievi acqua dolce / energia prodotta	(m^3/kWh_{eq})	0,001	0,001	0,001

Tabella 6 -Indice di prelievo di acqua dolce

Acqua potabile

Nella seguente tabella sono riportati i consumi di acqua potabile negli ultimi tre anni.

Prelievo di acqua potabile			
Anno	**2019**	**2020**	**2021**
Acqua potabile (m^3)	5.635	2.483	2.076

Tabella 7 - Prelievo di acqua potabile

Il prelievo di acqua potabile è legato alla presenza 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.

Acqua mare

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.

Scarichi idrici

Gli scarichi idrici dello stabilimento sono generati da due tipologie di acque:

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

Scarico acqua mare di raffreddamento

In Figura 10 si riportano le temperature medie mensili dello scarico acqua mare che evidenziano, oltre all'andamento della temperatura con la stagionalità, anche un sostanziale andamento uniforme negli anni, tolte le fluttuazioni delle temperature dell'acqua di mare in ingresso al processo.

Nel triennio non si rileva alcuna particolare anomalia nell'andamento delle temperature medie mensili dello scarico acqua mare. Per questo scarico si applicano i limiti previsti in Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA).

Figura 10 – Temperatura media mensile in °C scarico acqua mare

Scarico acque inorganiche

Gli scarichi di tutte le altre tipologie di acqua 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[7] 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 determinazione 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 è in corso di predisposizione l'edizione 6 del regolamento fognario che sarà trasmesso agli enti nel primo semestre del 2022.

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 2021 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 EP01 che ricade in area lavori della Caldaia B600. Gli ultimi scarichi di processo che venivano collettati al pozzetto EP01 dalla Caldaia B400 sono stati deviati sul collettore recupero condense in sala pompe e il pozzetto EP01 è stato posto fuori esercizio.

[7] Si intendono per acque inorganiche i reflui derivanti da processi in cui le acque non sono direttamente a contatto con le sostanze utilizzate nel processo.

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

Di seguito si riportano i quantitativi di acqua di mare e acqua dolce scaricata per il triennio 2019-2021.

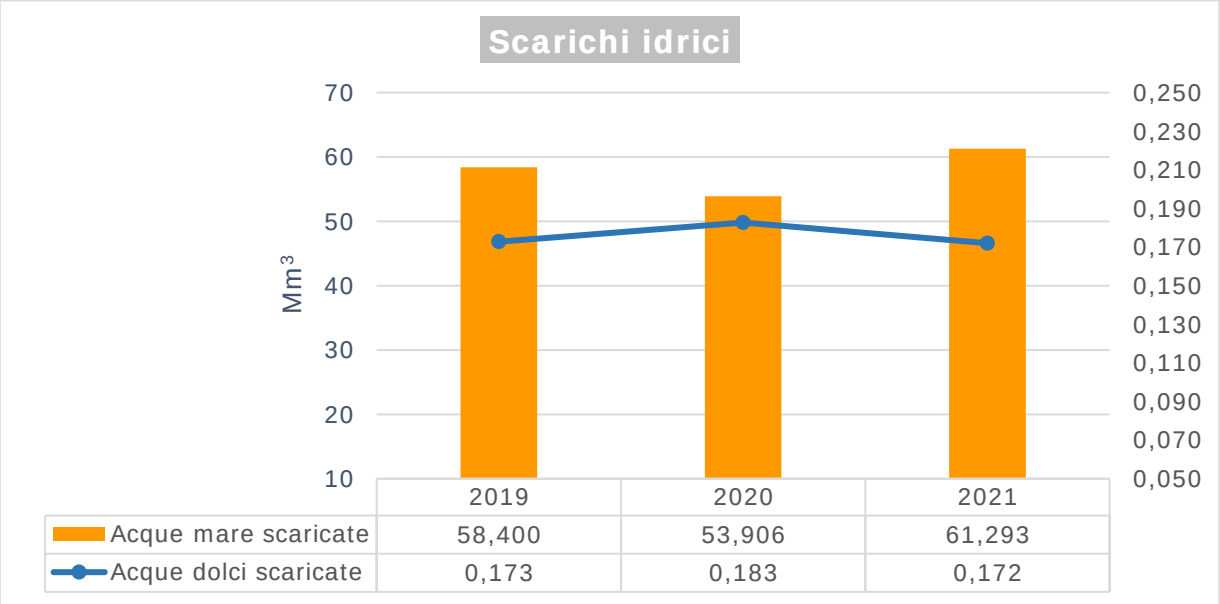


Figura 11 – Scarichi idrici

Rifiuti

Nel 2021 vi è stata una produzione di rifiuti pari a 9.510 tonnellate (di cui 9.251 non pericolosi e 259 di pericolosi); l'anno è stato caratterizzato da rilevanti progetti d'investimento (Rif. Paragrafo "Interventi impiantistici") che hanno visto importanti produzioni di rifiuti, costituiti principalmente da terreni derivanti da attività di scavo, macerie da demolizioni di fondazioni e asfalto.
Per quanto riguarda la percentuale di recupero raggiunta sul totale dei rifiuti smaltiti nell'anno è stata al 92% sui non pericolosi e 10% sui pericolosi.
Si riporta di seguito l'andamento della produzione di rifiuti nell'ultimo triennio dal quale è evidente l'incremento nel 2021 per le cause sopra citate.

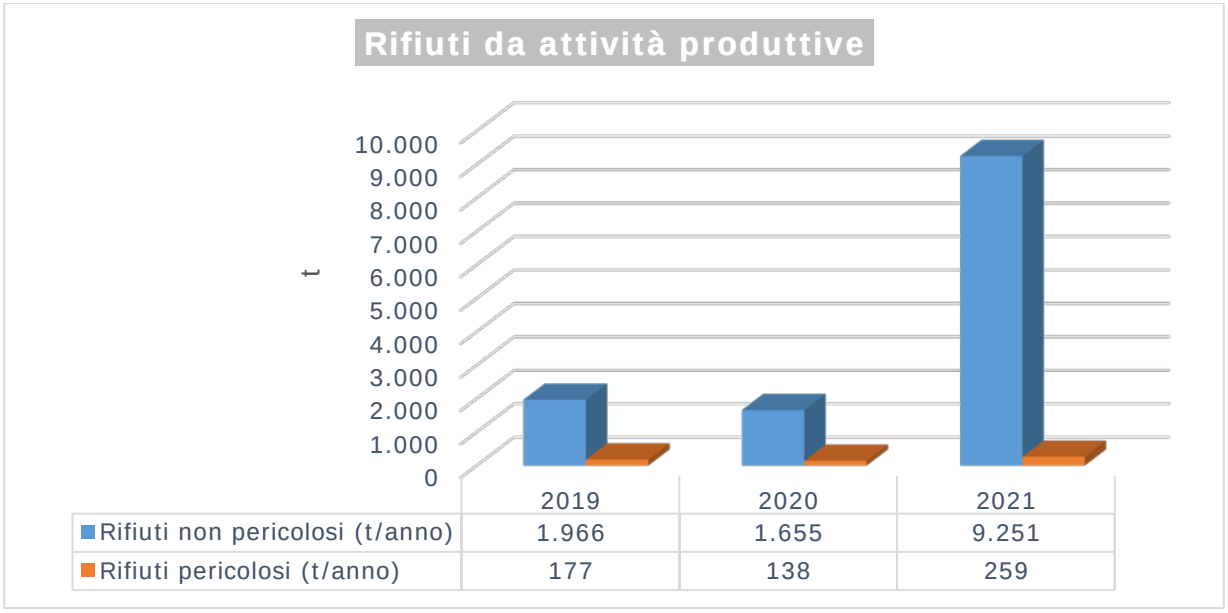


Figura 12. Rifiuti da attività produttive

La percentuale di recupero nel 2021 è notevolmente aumentata per i rifiuti non pericolosi, rispetto al biennio precedente, sia grazie all'impegno a livello di programmazione aziendale sia anche alla tipologia di rifiuto prodotto.

	U.M.	2019	2020	2021
Rifiuti non pericolosi	t/anno	1.966	1.655	9.251
Rifiuti pericolosi	t/anno	177	138	259
Rifiuti non pericolosi recuperati sul totale	%	58	54	92
Rifiuti pericolosi recuperati sul totale	%	12	36	10

Tabella 8 – Rifiuti prodotti e percentuali di recupero

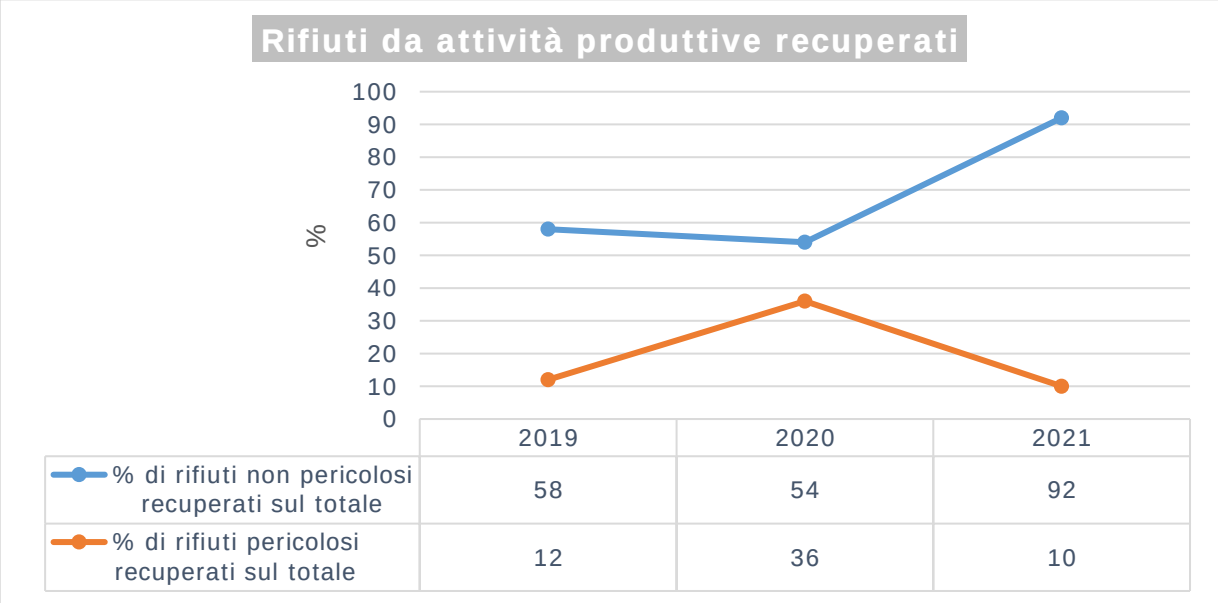


Figura 13. Rifiuti da attività produttive recuperati

Consumo di combustibili ed efficienza energetica

La produzione di energia elettrica e vapore dagli impianti della centrale avviene attraverso la combustione di gas naturale.

Il gasolio è utilizzato unicamente durante le prove periodiche di funzionamento del gruppo elettrogeno di emergenza.

Di seguito si riportano i dati di consumo del gas naturale del triennio 2019-2021.

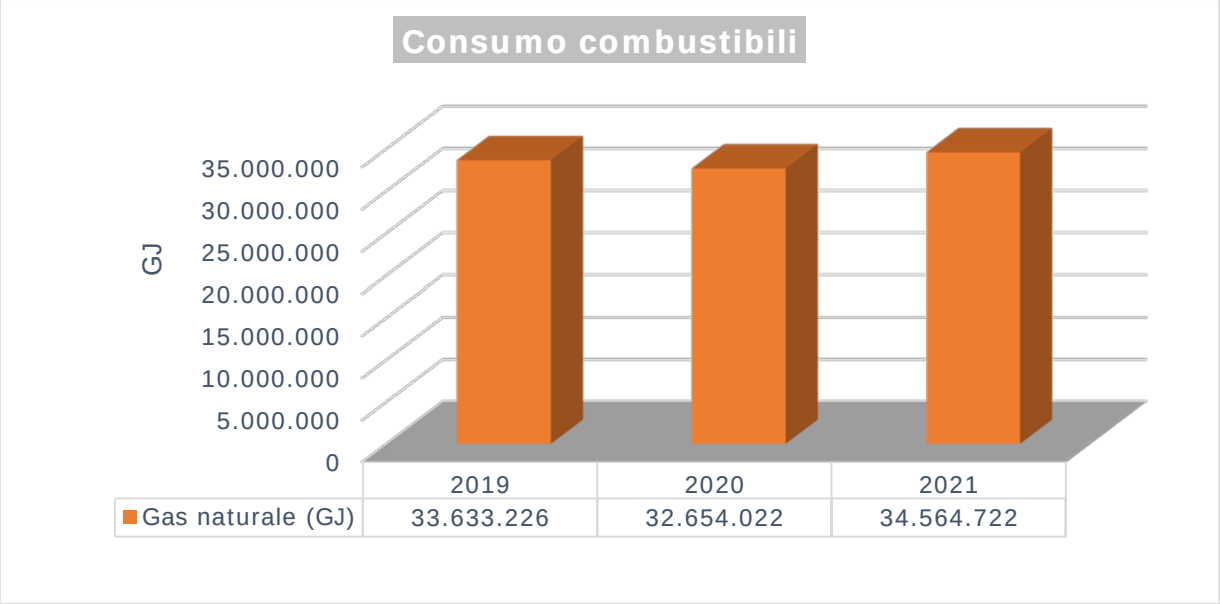


Figura 14 – Dati consumo gas naturale

Nelle seguenti figure è illustrato il trend dell'indice di efficienza energetica calcolato come il rapporto tra il consumo netto di fonti primarie e la produzione di energia elettrica equivalente.

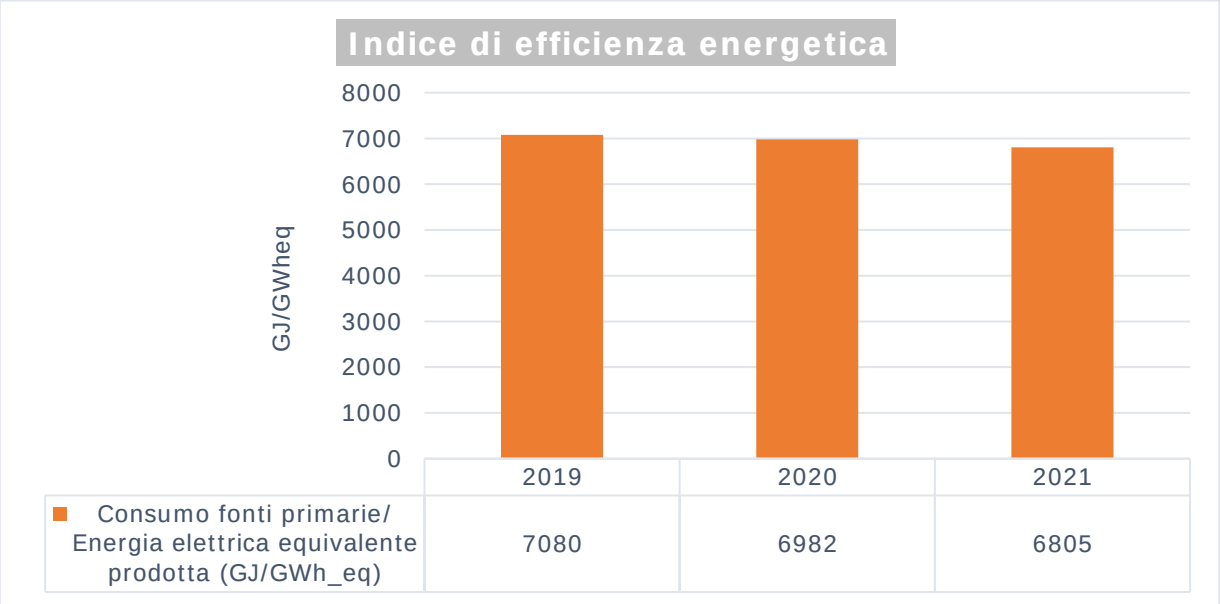


Figura 15 – indici di efficienza energetica - Consumo fonti primarie/ Energia elettrica equivalente prodotta (GJ/GWwheq) *

(*) Rapporto tra il consumo netto di fonti primarie e la produzione di energia elettrica equivalente. È l'indicatore di riferimento della produzione termoelettrica; consente di confrontare la performance di Enipower con quella di altri competitor del settore.

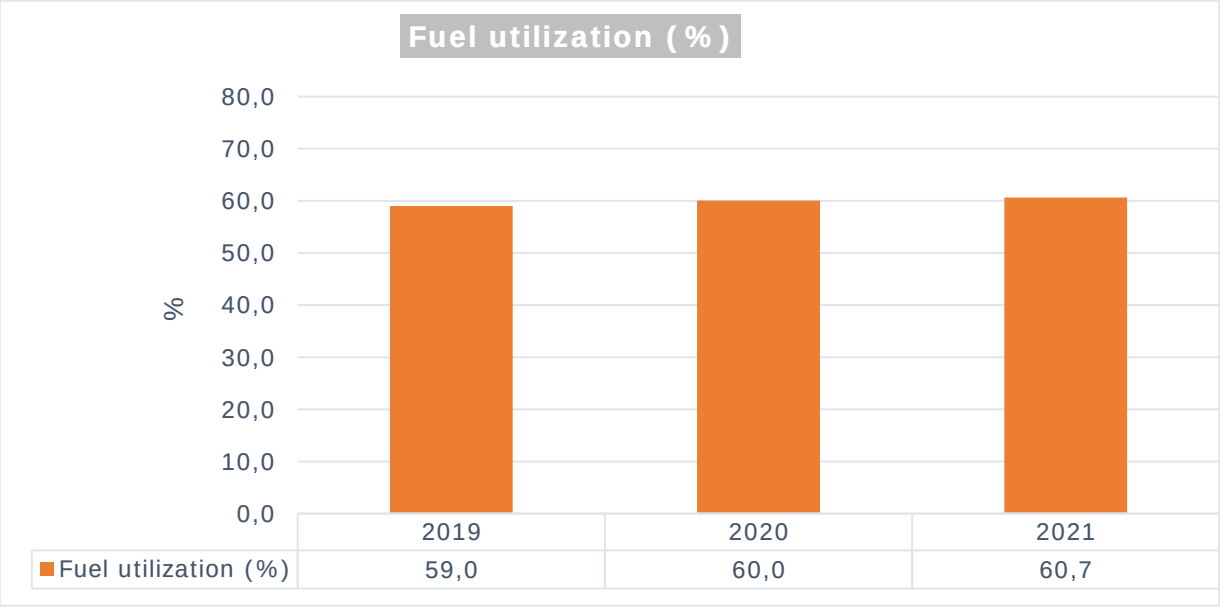


Figura 16 – Indici di efficienza energetica – Fuel utilization (%) **

(**) Rapporto tra l'energia prodotta (complessiva, esclusi impianti fotovoltaici) e la quantità di energia primaria introdotta. La fuel utilization equivale al rendimento di 1° principio della produzione complessiva di Enipower

Entrambi gli indici si mantengono in linea con i valori degli anni precedenti.

Rendimento Exergetico e Consumo netto di combustibile

Come detto nel paragrafo relativo allo stato delle autorizzazioni Ambientali fra le altre novità introdotte dalla nuova AIA in particolare si registra una maggiore attenzione all' **Efficienza Energetica**. Di seguito si riportano i valori di efficienza che le macchine Enipower devono essere in grado di garantire quando esercite in condizioni nominali

Unità Produttiva	Tipologia	Rendimento Elettico	Consumo totale netto di combustibile[8]
CC1	CHP CCGT > 600 MWth	>50%	
CC2	CHP CCGT > 600 MWth	>50%	
TG501	CCGT 50 – 600 MWth	--	> 65%
B400	Caldaia a gas	--	N.A. in quanto gruppo in funzione per meno di 1500 h/anno
B600	Caldaia a gas	--	>78%

Tabella 9 – Efficienza energetica gruppi di produzione

Di seguto si riportano i valori consuntivati nel 2021 per gli impianti

CC1: 52,34

CC2 51,59

TG501: 62,59

Per quanto riguarda l'efficienza di esercizio, i valori prescritti sono già rispettati dal CC1 e CC2 anche nelle condizioni di carico registrate durante il normale esercizio che, viste le necessità di modulazione dello stesso, sono solitamente lontane da quelle nominali.

Per quanto riguarda il TG 501 i valori sono traguardabili massimizzando il vapore esportabile dal gruppo quando in marcia a scapito della produzione elettrica. Negli ultimi mesi dell'anno gli assetti di marcia tenuti dal TG 501 sono stati tali da rispettare i valori di target richiesto.

[8] Non raggiungibile qualora la domanda potenziale di energia termica (vapore) è troppo bassa

Rumore

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

La centrale di produzione di energia elettrica è costituita dalle seguenti macro-sorgenti di rumore, evidenziate in Figura 17:

- S1 (gruppi turbogas CC1 e CC2);
- S2 (torri di raffreddamento asservite ai gruppi CC1 e CC2);
- S4 (gruppo turbogas TG501 e torri di raffreddamento ausiliari – utilizzato come riserva);
- S5 (stazione decompressione gas naturale);
- S6 (sottostazione elettrica).

Si precisa che la sorgente individuata con S3 (gruppo tradizionale 20B400) è rimasta inattiva e pertanto non soggetta ad indagine.

I ricettori individuati e riportati in Figura 17 sono:

- R1: uffici ACOMON
- R2: uffici ENDURA
- R3: uffici VINAVIL
- R4: uffici area magazzino YARA
- R5: uffici manutenzione VERSALIS
- R6: sala controllo TAC RSI
- R7: caserma VVF RSI di stabilimento

Figura 17 - Planimetria del sito con ubicazione delle sorgenti di rumore, ricettori e perimetro di misura

Di seguito si riporta una tabella riassuntiva delle analisi effettuate e confronto con i limiti di legge:

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 VINAVIL: 64,5	R3 VINAVIL: 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 VINAVIL: 64	R3 VINAVIL: 67,5	130		
		R4 YARA: 63	R4 YARA: 66	150		
		R5 VERSALIS: 57,5	R5 VERSALIS: 63,5	277		
S4	109,8	R1 ACOMON: 46	R1 ACOMON: 63,5	446	70	Positivo

Sorgente	Potenza sonora dBA	LPS (dBA) calcolato al ricettore	LPS (dBA) misurato al ricettore	Distanza tra perimetro di misura e posizione del ricettore (m)	Valore limite assoluto di immissione (diurno / notturno) dBA	Rispetto dei limiti
		R2 ENDURA: 46	R2 ENDURA: 65	442		
		R3 VINAVIL: 53	R3 VINAVIL: 67,5	200		
		R4 YARA: 53,5	R4 YARA: 66	185		
		R5 VERSALIS: 55,5	R5 VERSALIS: 63,5	150		
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

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.