

Dichiarazione ambientale

Aggiornamento anno 2020

Dati tecnici aggiornati al 31-12-2019



Indice

ntroduzione
essaggio agli stakeholder 1
nformazioni per il pubblico2
lenco siti certificati: Certificazione Integrata multisito3
ission e valori di Eni4
ruppo EniPower SpA5
a Politica HSE6
e attività di EniPower
La società e l'assetto organizzativo
Localizzazione delle Centrali e della sede operativa9
La sostenibilità ambientale
Comunicazione agli stakeholder
Sistema di Gestione HSE
Le attività
La generazione di energia termoelettrica
Aspetti ambientali
Performance
Formazione
Sicurezza
Emergenze e incidenti
Programma ambientale

Allegati

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 ai Regolamenti dell'Unione Europea EMAS 1221/2009 e che tiene conto delle modifiche introdotte dal regolamento UE 1505/2017 e dal Regolamento (UE) 2026/2018, presenta le performance ambientali del triennio 2017-2019 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 per il prossimo triennio.

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.

Il seguente documento è redatto secondo quanto previsto dal Regolamento (UE) 2026/2018.

Messaggio agli stakeholder

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

EniPower investe impegno ed energie nei piani di miglioramento continuo in tutte le dimensioni del business, grazie anche ad un consolidato Sistema di Gestione Integrato HSE, che comprende la registrazione EMAS e le certificazioni secondo gli standard ISO 14001, ISO 50001 e OHSAS 18001.

La formazione delle nostre persone, gli investimenti verso il continuo miglioramento ed il rispetto dei territori che ci ospitano sono elementi imprescindibili alla base del nostro lavoro.

L'elevato livello delle prestazioni ambientali conseguite negli ultimi anni con l'applicazione del Sistema di Gestione Integrato HSE e il raggiungimento degli obiettivi di miglioramento pianificati sono la testimonianza dell'impegno profuso in tema di sviluppo sostenibile e attenzione al territorio.

La presente Dichiarazione Ambientale realizzata per l'intera organizzazione di EniPower SpA, è redatta in conformità ai Regolamenti EMAS 1221/2009 e 1505/2017 dell'Unione Europea e ha lo scopo di rappresentare le performance ambientali raggiunte nel corso del triennio 2017-2019 dalle Centrali EniPower di Bolgiano, Brindisi, Ferrera Erbognone e Ravenna e della Sede Direzionale di San Donato Milanese. È fonte di soddisfazione il poter comunicare il conseguimento nel maggio 2019 di una menzione speciale per la Dichiarazione ambientale più efficace nell'ambito della sesta edizione del Premio EMAS 2019 ITALIA. Questo premio ci riempie ancora più di orgoglio in quanto, con l'aumento globale dell'esperienza nella Registrazione EMAS, la competizione per questi premi è diventata sempre più serrata.

Le performance degli stabilimenti vengono comunicate a tutti gli stakeholder anche attraverso il Bilancio di Sostenibilità societario, pubblicato sul sito internet della società.



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 <u>www.eni.com</u> e presso gli Stabilimenti della Società.

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

GIAN ANTONIO SAGGESE – Responsabile Salute, Sicurezza, Ambiente e Qualità Enipower; Responsabile Ambiente (HSEQ-AMBI) pro tempore

gian.antonio.saggese@enipower.eni.it

GIANFRANCO CARVELLI - Responsabile Collegamenti per le Relazioni Esterne (CORE)

gianfranco.carvelli@enipower.eni.it

GIUSEPPE GIANNOTTI – Energy manager Enipower

giuseppe.giannotti@enipower.eni.it





Elenco siti certificati: Certificazione Integrata multisito

Sito	Indirizzo	Responsabili	Codice di attività
San Donato Milanese	Piazza Vanoni, 1 San Donato Milanese (MI)	Gian Antonio Saggese (Resp. HSEQ), HSEQ - AMBI gian.antonio.saggese@enipower.eni.it Gianfranco Carvelli Responsabile Collegamenti per le Relazioni Esterne (CORE) gianfranco.carvelli@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)	Stefano Salvatore Dicorrado (REST) stefano.dicorrado@enipower.eni.it Alberto Mariconti (HSEQ) albetto.mariconti@enipower.eni.it	 NACE 35.11 Produzione di energia elettrica NACE 35.30 Fornitura di vapore e aria condizionata
Brindisi	Via Fermi, 4 Brindisi	Denis Daniele (REST) denis.daniele@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)	Fabio Cucinella (REST) fabio.cucinella@enipower.eni.it Maurizio Stefanizzi (HSEQ) maurizio.stefanizzi@enipower.eni.it	 NACE 35.11 Produzione di energia elettrica NACE 35.30 Fornitura di vapore e aria condizionata
Ravenna	Via Baiona, 107 Ravenna	Antonio Barrella (REST) antonio.barrella@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'impresa integrata dell'energia, impegnata a crescere nell'attività di ricerca, produzione, trasporto, trasformazione e commercializzazione di petrolio e gas naturale, presente in 67 Paesi nel mondo con circa 31.000 persone dipendenti.

Il modello di business di Eni è volto alla creazione di valore a lungo termine per tutte le categorie di stakeholder attraverso il conseguimento degli obiettivi di redditività e crescita, efficienza, eccellenza operativa e prevenzione dei rischi di business, tutela dell'ambiente e delle comunità, salvaguardia della salute e sicurezza delle persone che lavorano in Eni e con Eni e rispetto dei diritti umani, dell'etica e della trasparenza.

Eni risponde a questa sfida attraverso tre fattori critici di successo, quali:

- un percorso chiaro e definito di decarbonizzazione
- un modello operativo che riduce i rischi, oltre agli impatti sociali e ambientali
- un modello di sviluppo dei Paesi ospitanti che si fonda 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 rapporto di sostenibilità "Eni For", attraverso il quale comunica le proprie politiche e descrive i risultati conseguiti sugli aspetti più rilevanti riguardanti la sostenibilità.



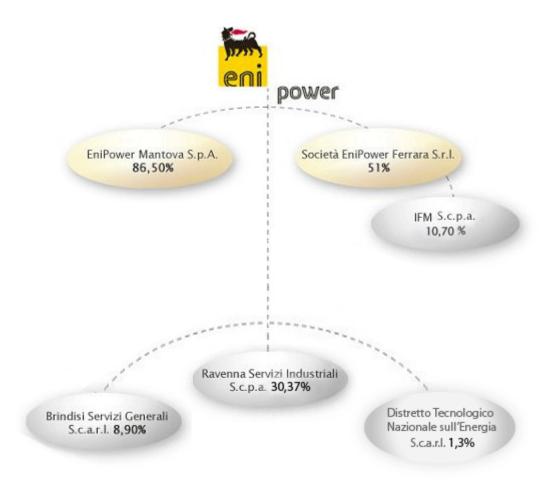
Gruppo EniPower SpA

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.





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 practice e procedure di settore;
- eventuali risultanze da attività di audit sulle tematiche HSE ed energetiche;
- eventuali nuove esigenze/aspettative degli stakeholder emerse dall'analisi di contesto

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





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

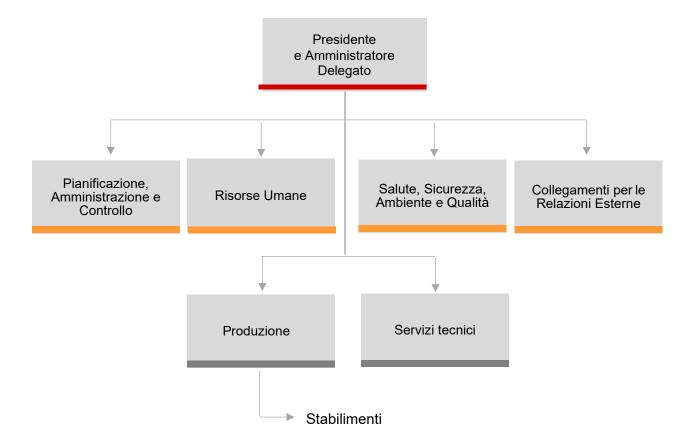
Francesco Giunti



Le attività di EniPower

La società e l'assetto organizzativo

L'Organizzazione di EniPower consta di quattro 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 SrI (S.e.f. SrI)





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 installata di 5 GW. EniPower fino al 30 giugno 2018 ha gestito impianti di produzione di energia elettrica fotovoltaica, con una potenza installata pari a 9.679 kWp. Questi asset sono stati ceduti da EniPower a Eni New Energy, la società di Eni che si occupa di energia da fonti rinnovabili.



- (*) Sef
- (**) EniPower Mantova
- 5 Centrali termoelettriche inserite in siti industriali con presenza Eni. I gruppi di produzione sono alimentati quasi esclusivamente a gas naturale; gli impianti di Brindisi e Ferrera Erbognone utilizzano anche altri combustibili gassosi prodotti secondari provenienti da società coinsediate o adiacenti.
- 1 Centrale di cogenerazione connessa a rete di teleriscaldamento (Bolgiano)
- 1 Impianto fotovoltaico che fornisce energia elettrica per autoconsumo



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

Centrale	Indirizzo	Potenza installata(Mw)
Bolgiano	Via Maritano, 24 San Donato Milanese (MI)	100
Brindisi	Via Fermi, 4 Brindisi	1321
Ferrera Erbognone	Strada della Corradina s.n.c. Ferrera Erbognone (PV)	1030
Ravenna	Via Baiona, 107 Ravenna	972

La sede legale di EniPower SpA e delle sue società controllate è situata in San Donato Milanese presso il Centro Direzionale Eni, nell'edificio denominato Dente A, facente parte del complesso "1º Palazzo Uffici".

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 14001:2015 e OHSAS 18001:2007. Inoltre la struttura organizzativa di Eni SpA titolare del contratto di affitto del 1º Palazzo Uffici è certificata ISO 14001:2015, OHSAS 18001:2007 e ISO 50001:2011.



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.

Il seguente documento è redatto secondo quanto previsto dal Regolamento (UE) 2026/2018. In relazione all'allegato 6 punto C, Enipower ha eseguito un'analisi basata sul posizionamento geografico dei siti operativi rispetto ad aree protette e ad aree importanti per la biodiversità, contenuta all'interno del documento "Analisi di esposizione a rischio biodiversità" di luglio 2019.

Le analisi effettuate nell'anno 2019 non hanno mostrato alcuna 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 previsti al momento degli interventi dell'utilizzo del suolo in relazione alla biodiversità. Di seguito gli esiti specifici per ogni stabilimento Enipower:

<u>Bolgiano:</u> secondo le valutazioni eseguite, non risultano aree protette entro un raggio di 20km dal sito di Bolgiano, che non risulta quindi avere impatto sulla conservazione della biodiversità delle stesse.

<u>Brindisi:</u> secondo le valutazioni eseguite la centrale di Brindisi, non risulta essere in sovrapposizione con alcuna delle aree d'interesse analizzate. Tuttavia, se si considera il sito industriale, di competenza Versalis, all'interno del quale si colloca l'attività di Enipower, si osserva come questo risulti essere confinante con l'area protetta del "Parco naturale regionale Salina di Punta della Contessa". Non risulta quindi che Enipower abbia impatto sulla conservazione della biodiversità delle stesse

<u>Ravenna:</u> secondo le valutazioni eseguite il sito di Ravenna non risultano aree protette entro un raggio di 5km dal sito di Ravenna e non risulta quindi avere impatto sulla conservazione della biodiversità delle stesse.

<u>Ferrera</u>: Durante l'analisi il sito di Ferrera Erbognone è risultato distante entro un raggio di 5km da aree protette, che non risulta quindi avere impatto sulla conservazione della biodiversità delle stesse.

Per ottemperare a quanto richiesto al punto C della nuova direttiva si rimanda alle procedure aziendali che già sono presenti nella parte iniziale della dichiarazione ambientale.

Inoltre per ottemperare a quanto richiesto al punto E sempre della nuova direttiva si indicano come utilizzati per monitorare e garantire la conformità agli obblighi normativi gli scadenziari presenti in stabilimento. In aggiunta, nella parte specifica del presente documento, per ogni centrale, è stato riportato l'invio della Dichiarazione annuale in cui si riporta il rispetto delle prescrizioni AIA.

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.

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

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 nel 2018 ha ottenuto la certificazione e registrazione multisito del Sistema di Gestione Ambientale secondo la Norma ISO 14001:2015 e secondo il Regolamento EMAS, unificando il SGI HSE che ha permesso in passato di ottenere le certificazioni ambientali e le Registrazioni EMAS per ogni singola centrale e completando quanto già realizzato per il Sistema di Gestione Sicurezza e per il Sistema di Gestione Energia (OHSAS 18001 e ISO 50001). Il campo di applicazione comprende:

- 4 centrali termoelettriche a rischio HSE significativo con relative linee datoriali 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 raffineria, gas di recupero, 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	BS OHSAS 18001:2007	OHS-1564	20/12/2012	11/03/2021
Centrale di Bolgiano Centrale di Brindisi	ISO 50001:2011	EnergyMS-41	26/07/2015	25/07/2021
Centrale di Ferrera Erbognone	ISO 14001:2015	EMS-3853/S	11/07/2012	14/05/2021
Centrale di Ravenna	EMAS Reg. CE 1221/09	IT-000483	26/04/2006	14/05/2021



Le attività

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.

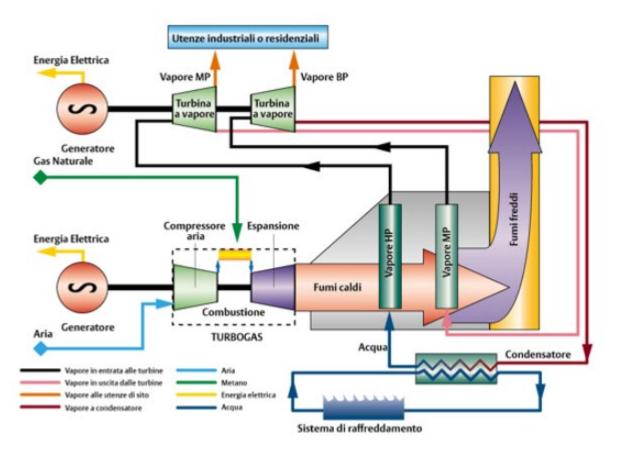


Figura 1 - Schema di impianto turbogas in ciclo combinato cogenerativo

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

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

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

La sostituzione dei bruciatori con bruciatori di tipo "VeLoNOx" su tutte le turbine a gas naturale ha consentito, a parità di condizioni operative, di ridurre i fattori di emissione di ossidi di azoto



(NOx) per unità di energia prodotta. Infatti la maggior parte degli NOx prodotti in camera di combustione sono dovuti all'elevata temperatura di fiamma. Onde limitare le emissioni, si adottano combustori Dry Low-NOx (versione VeLoNOx) che limitano tale temperatura ricorrendo ad una combustione povera di combustibile. I bruciatori a basse emissioni di azoto Dry Low-NOx sono ad oggi riconosciuti come la "migliore tecnologia 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 NOx per kWh prodotto. Il gas e l'aria premiscelati entrano in camera di combustione e vengono rallentati per permettere l'instaurarsi di un fronte di fiamma stabile. La velocità deve essere comunque superiore a quella di propagazione del fronte di fiamma onde evitare il fenomeno del flashback. Una volta assicurata una temperatura di fiamma tale da limitare la produzione di NOx, si provvede ad alimentare l'aria secondaria (o di diluizione) per raggiungere la combustione completa del combustibile.

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).

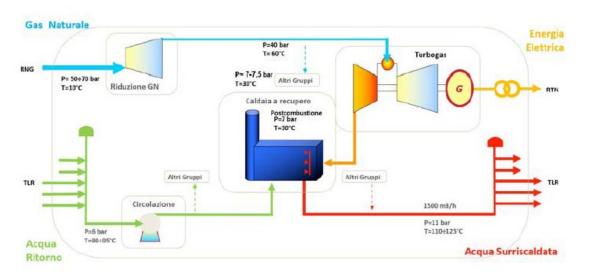


Figura 2 - Schema di processo (Stabilimento di Bolgiano)



Gli importanti traguardi ambientali sono stati raggiunti attraverso l'impiego delle nuove tecnologie di produzione installate con l'ammodernamento impiantistico, ovvero:

- il turbogruppo è dotato di sistema combustione Dry Low-NOx;
- i motori endotermici sono dotati di sistema di abbattimento catalitico selettivo (SCR) degli ossidi di azoto e del CO;
- le nuove caldaie sono dotate di un sistema di combustione Dry Low Emission.

Il sistema di riduzione catalitica selettiva (SCR) riduce il livello degli ossidi di azoto (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 EMAS 2026/2018, 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 Bilancio di Sostenibilità;
- gli stakeholder pertinenti per il proprio SGA per definirle 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 macroinguinanti
 - 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 di Eni, nell'edificio denominato "Dente A", che fa parte del complesso di edifici denominato "1º Palazzo Uffici"".

Le attività di EniPower che si svolgono nella sede direzionale consistono essenzialmente in attività di ufficio, quindi principalmente lavoro a videoterminale. Gli uffici di EniPower occupano parte del primo e parte del secondo piano dell'edificio denominato "Dente A".

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.



Performance

Di seguito si riportano i principali dati aggregati e gli indici di performance (KPI) produttivi e ambientali di EniPower per il triennio 2017-2019, ad esclusione di quelli relativi alla centrale di Bolgiano caratterizzata da un processo produttivo diverso da quello delle altre centrali.

I dati e i 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.	2017	2018	2019
Produzione				
Energia elettrica prodotta	MWh	16.728.030	15.973.413	16.400.692
Energia termica prodotta da cicli combinati (equivalente exergetico)	MWheq	1.166.587	1.181.079	1.116.465
Energia termica prodotta da centrale di cogenerazione (Bolgiano)	MWht	212.094	210.769	208.451
Consumo di combustibili				
Gas naturale	kSmc	3.047.859	2.983.858	3.159.442
Syngas	kSmc	904.192	844.652	507.065
Gas petrolchimico	tonn	43.559	35.666	40.627
Consumo specifico di combustibili	GJ/GWh	6.688	6.808	6.736
Consumo di gasolio	kg/GWh	0,321	0,150	0,177
Consumo specifico di acqua dolce	m³/GWh	506	456	473
Vapore acquistato	t	726.835	1.278.022	1.240.079
Emissioni				
Emissioni di GHG Totali	(tCO2eq/anno)	7.225.767	7.124.722	7.020.368
Fattore di emissione CO ₂ (escluso Bolgiano)	(g CO ₂ /kWh _{eq})	400	411	400



	υ.м.	2017	2018	2019
Fattore di emissione GHG totali (escluso Bolgiano)	(g CO _{2eq} /kWh _{eq})	403	414	402
Emissioni di NO _x	t	2.253	2.165	2.247
Fattore di emissione NO _x (escluso Bolgiano)	(g NO _x /kWh _{eq})	0,126	0,126	0,131
Emissioni di SO ₂	t	8,7	8,7	7,7
Fattore di emissione SO _x	(g SO _{2eq} /kWh _{eq})	0,0005	0,0005	0,0005
Emissioni di CO	t/anno	356	338	501
Fattore di emissione CO	(g CO/kWh _{eq})	0,018	0,018	0,028
Rifiuti				
Rifiuti pericolosi recuperati sul totale dei conferiti	%	31	53	38
Rifiuti non pericolosi recuperati sul totale dei conferiti	%	52	81	36
Eventi ambientali significativi				
Sversamenti	n.	1	0	0
Sanzioni amministrative pagate nell'anno	n.	0	0	0
Iniziative per l'efficienza energetica				
Risparmio di combustibile a regime derivante da progetti di energy saving	tep	1.186	9.767	125



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 3 anni.

	U.M.	2017	2018	2019
Totale HSE	ore di formazione erogate	3.109	3.705	3.235
di cui Ambiente	ore di formazione erogate	589	154	335

Sicurezza

Si riporta di seguito l'andamento dei principali indici infortunistici nel triennio 2017-2019.

Nel corso del 2019 è stato registrato un infortunio, occorso a un contrattista. L'analisi dell'evento ha permesso di sviluppare un piano di miglioramento, finalizzato all'eliminazione delle cause che hanno determinato l'evento e ad evitarne il ripetersi, con il coinvolgimento anche degli altri siti Enipower.

Non si sono registrati infortuni a dipendenti di EniPower.

Infortuni sul lavoro	U.M.	2017	2018	2019
Infortuni dipendenti	n.	0	0	0
Infortuni contrattisti	n.	1	1	1
Indice di frequenza infortuni totale	(Infortuni/ore lavorate)*106	0,78	0,72	0,86
Indice di gravità infortuni totale	(Giorni di assenza/ore lavorate)*10 ³	0,122	0,008	0,002

Emergenze e incidenti

Nel 2019 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.

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										
Aspetto ambientale/ Rischio/ Opportunità	Priorità	Opportunità	Intervento previsto	Risultato atteso	Stato	Data completamento	Valutazione della performance				
Campagna di comunicazione interna volta ad un continuo miglioramento della consapevolezza delle persone Eni sui comportamenti virtuosi in ambito ambientale.	Media	Miglioramento della consapevolezza delle persone Eni sui comportamenti virtuosi in ambito ambientale	Campagna di comunicazione interna "Environment starts@office"	Comportamenti virtuosi in ambito ambientale	In corso	2021	*				



	BOLGIANO									
Aspetto ambientale/ Rischio/ Opportunità	Priorit à	Opportunità	Intervento previsto	Risultato atteso	Stato	Data completamento	Valutazione della performance			
Produzione rifiuti	Bassa	Miglioramento gestione rifiuti mediante realizzazione nuovo deposito temporaneo rifiuti	Realizzazione nuovo deposito temporaneo rifiuti	Miglioramento gestione rifiuti. Ampliamento da 70 m² di area coperta a 90 m² per il deposito temporaneo rifiuti	IN CORSO 25%	Dicembre 2020	Terminata demolizione vecchia stazione gas fino a piano campagna. Completata ingegneria preliminare			
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.	- minore prelievo di acqua da rete industriale di 400m³/anno - minore scarico acque di	IN CORSO 30%	Settembre 2020	Completata ingegneria; verificato che lo skid non è disponibile in commercio, occorre prevedere la realizzazione di un prototipo ad hoc			
Consumi idrici	Media	Miglioramento del monitoraggio consumi idrici mediante upgrading dei sistemi di misura idrici	Incremento affidabilità dei sistemi di misura dei consumi idrici con installazione di strumentazione integrativa di misura	Mappatura e verifica dei contatori esistenti, con sostituzione di quelli non funzionanti. Installazione di n. 7 nuovi contatori idrici	COMPLETATO 100%	Dicembre 2019	Sostituiti 2 contatori idrici e installati 5 nuovi contatori			
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 60%	Giugno 2020	Eseguiti test di verifica a DCS. Da implementare logica di funzionamento			



	BOLGIANO									
Aspetto ambientale/ Rischio/ Opportunità	Priorit à	Opportunità	Intervento previsto	Risultato atteso	Stato	Data completamento	Valutazione della performance			
Consumo di energia	Bassa	Ottimizzazione sistema antighiaccio TG (con controllo igrometrico)	1) Verifica (con GE) 2 di compatibilità dell'applicazione con la logica di funzionamento della TG e verifica esempi di applicazione su altre macchine GE) 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 15%	Dicembre 2020	Step 1 esito positivo. Effettuato acquisto della strumentazione. In attesa piccola ingegneria e predisposizione cavi.			
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 370 tep e 800 tCO2 annui	IN CORSO 90%	Dicembre 2020	Allacciamento completato, in attesa completamento lavori proprietà per successiva posa gruppo misura			

			BRIN	IDISI			
Aspetto ambientale/ Rischio/ Opportunità	Priorità	Opportunità	Intervento previsto	Risultato atteso	Stato	Data completamento	Valutazione della performance
Emissioni in atmosfera - Macroinquinanti	Media	Riduzione delle emissioni in atmosfera	Realizzazione di un generatore di vapore (B7) con indici di emissione inferiori a quelli della caldaia B6	Avviamento delle caldaie	Obiettivo riformulato: la caldaia B7 sarà realizzata ma per incrementare l'affidabilità dello stabilimento Da avviare 0%	2023	-
AMBIENTE	BASSA	Ridurre il rischio di inquinamento del suolo	Effettuazione delle prove di tenuta dei bacini di contenimento; effettuazione delle prove di tenuta del sistema fognario.	Attestare la prova di tenuta dei bacini di contenimento e del sistema fognario	90%	30/06/2020	
Consumi idrici	Bassa	Riduzione dei prelievi di acque dolci mediante recupero nei cicli produttivi di EniPower delle acque trattate nel TAF di Syndial	Realizzazione del collegamento fra il nuovo impianto di demineralizzazione a O.I. e il TAF gestito da Syndial	Riduzione dei prelievi di acque dolci di 70.000 m³/anno	Completato In fase di commissioning 100%	Dicembre 2019	Risparmio attuale stimato 70.000 m³/anno
Consumo di energia	Media	Incremento recupero condense	Realizzazione di un sistema di recupero condense dell'area 70	Recupero delle condense dell'area 70	Completato 90%	30/06/2020	Il sistema di recupero è stato fatto
Consumo di energia	Media	Risparmio energia per illuminazione	Sostituzione delle lampade della CTE con tecnologia LED	Sostituzione del 100% delle lampade – risparmio di 450 MWh/y	Completato 100%	Dicembre 2019	Risparmio attuale stimato 90 MWh/y



FERRERA ERBOGNONE							
Aspetto ambientale/ Rischio/ Opportunità	Priorità	Opportunità	Intervento previsto	Risultato atteso	Stato	Data completamento	Valutazione della performance
Consumi idrici	Bassa	Rendere più affidabile le letture dei dati per la consuntivazione dei fluidi di interscambio con la raffineria	Sostituzione strumentazione	La sostituzione della strumentazione permetterà di misurare il dato, attualmente stimato, migliorando il monitoraggio e la possibilità di individuare eventuali margini di intervento	Completato 100%	Ottobre 2017 ¹	
	Bassa	Riduzione consumi idrici	Recupero delle condense/ acqua demi in corrispondenza di alcuni scarichi delle linee dei gruppi 1, 2 e 3 che attualmente rappresentano un refluo dei processi	Recuperare circa 3x5 t/h di acqua demi attualmente inviata a scarico	Completato 100%	Dicembre 2018 ²	Risparmio attuale stimato 13,5 t/h
	Bassa	Ridurre la quantità di acqua grezza reintegrata + recupero calore per riscaldamento gas naturale	Inserimento di uno scambiatore per raffreddare gli spurghi al fine del recupero in torre circuito raffreddamento – inserimento scambiatore per riscaldamento gas naturale	Ridurre di 4.673 MWht il consumo di energia termica necessaria al riscaldamento del gas naturale. Recuperare circa 2 t/h di acqua demi per ciclo combinato	Completato 90%	Dicembre 2018 ³	Stimato un risparmio di 4205,7 MWht il consumo di energia termica necessaria al riscaldamento del gas naturale. Stimato il recupero di 1,8 t/h acqua demi per ciclo combinato



Data completamento installazione effettiva novembre 2018 in corso verifica delle misure
 Impianti completati meccanicamente; messa in servizio nel 2019
 Scambiatori raffreddamento spurghi Installati e messi in servizio nel 2018. Scambiatori gas naturale condense completati meccanicamente; messa in servizio nel 2019

RAVENNA								
Aspetto ambientale/ Rischio/ Opportunità	Priorità	Opportunità	Intervento previsto	Risultato atteso	Stato	Data completamento	Valutazione della performance	
Consumo di energia	Media	Riduzione dei consumi energetici	Installazione di una turbina a vapore a contropressione al CC1, che riceve vapore ammesso da HRH (25bar) e scarica vapore BP sulla rete 8bar	La turbina sarà dimensionata per una portata di vapore ammesso di circa 60t/h e determinerà una produzione di potenza elettrica a 6kV di circa 3,5MW. Il progetto ha un elevato recupero di efficienza energetica in termini di saving gas e CO2.	In progettazione 10%	Dicembre 2022	-	
Emissioni in atmosfera	Bassa	Miglioramento Emissioni	Nuova caldaia B600	(da definire)	In progettazione	Dicembre 2021	-	





Centrale di Bolgiano

Aggiornamento anno 2020







Sommario

Descrizione della Centrale	1
Interventi impiantistici	4
Principali accadimenti ambientali	4
Inquadramento autorizzativo	4
Produzione	5
Aspetti ambientali caratterizzanti	7
Emissioni in atmosfera	10
Impiego di risorse naturali ed energetiche	15
Rumore ambientale	22





Centrale di BOLGIANO

Descrizione della Centrale

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



Figura 1 - Lo stabilimento nel territorio

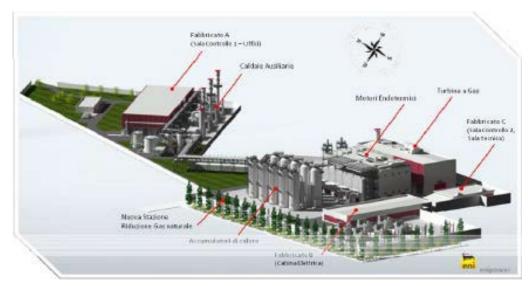


Figura 2 - Rappresentazione dello stabilimento





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.

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.

Nel corso del 2019 sono stati inoltre completati i lavori per l'allacciamento e l'immissione di calore cogenerato nella rete gestita da FEN Energia nel comune limitrofo di Peschiera Borromeo. L'avvio della cessione di calore è avvenuto a gennaio 2020.

I principali impatti ambientali del cantiere hanno riguardato la produzione di rifiuti (nella quasi totalità non pericolosi) e la riduzione degli scarichi civili.

Gli scarichi civili sono riportati in figura 15.





Nella seguente immagine è riportato il bilancio di massa ed energia dello Stabilimento di Bolgiano dell'anno 2019.

Energia elettrica lorda 202.395 MWh

Gas naturale: 1.889.093 GJ

Gasolio: 181 Kg Urea: 173,6 m³

Energia termica 208.451 MWh

Oli lubrificanti 13,368 t

1,211 t

eni power

Emissioni GHG dirette

 CO_2 : 105.406 t CH_4 : 752 t CO_2 eq N_2O : 537 t CO_2 eq Miscele: 23 t CO_2 eq

Risorse idriche

Prelievi: 0,016 Mm³

Emissioni

NO_x: 30 t CO: 33,81 t

Scarichi

Acque nere: 528 m³

Acque di processo: 4.957 m³

Rifiuti

Non pericolosi:673 t Pericolosi: 5,5 t Recuperati: 283 t Smaltiti: 388 t

Figura 3 - Bilancio di massa dello stabilimento dell'anno 2019





Interventi impiantistici

Nel corso del 2019 sono stati completati i lavori per l'allacciamento e l'immissione di calore cogenerato nella rete gestita da FEN Energia nel comune limitrofo di Peschiera Borromeo.

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.

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. 150/2018 ad emettere gas serra ai sensi della Direttiva Emission Trading System (ETS).
 - La deliberazione 70/2019 ha imposto ai Gestori di inviare i dati di riferimento per il quinquennio 2014-2018 al fine di ottenere l'assegnazione di quote gratuite di CO2 per la prima parte (2021-2025) della IV fase ETS. Sono quindi stati caricati sul portale AGES ETS i documenti richiesti dalla delibera.
- CPI: pratica VVF n. 49160 rilasciata dal Comando Provinciale dei Vigili del fuoco della Provincia di Milano in data 11/10/2018 ed integrazione dell'inizio dell'esercizio delle attività della palazzina uffici (fabbricato A) del 17/04/2019.

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 superiore a 50 MW, ai sensi della direttiva 2010/75/UE. La decisione di esecuzione è stata pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale della Unione Europea del 17 agosto 2017.

A seguito di questo importante aggiornamento normativo, Enipower nel 2018 ha istituito un gruppo di lavoro che ha svolto una gap analysis relativamente alle BAT di settore; i risultati di questo lavoro hanno evidenziato la sostanziale conformità della Centrale di Bolgiano e hanno posto le basi per la predisposizione dell'istanza di riesame dell'AIA che è stata presentata nel corso del 2019 e la cui istruttoria risulta conclusa il 31 ottobre 2019 col rilascio della nuova AIA.





Nel corso del 2019 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.

Produzione

Di seguito, sono indicate le produzioni dello stabilimento di Bolgiano, suddivise in energia elettrica ed energia termica per il triennio 2017-2019.

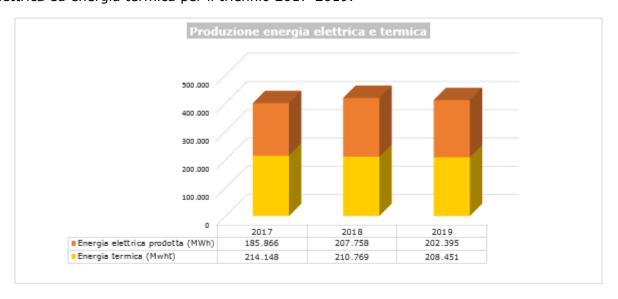


Figura 4 – Produzione di energia elettrica e termica

Nel 2019 si è registrata una riduzione della produzione dell'energia termica dovuta alla minore richiesta di energia da parte della rete di teleriscaldamento. Gli scenari del mercato elettrico hanno inoltre fatto sì che non sempre fosse economicamente conveniente produrre energia elettrica in contemporanea alla produzione di energia termica nei momenti in cui quest'ultima fosse risultata necessaria; come conseguenza questo ha portato a una lieve diminuzione della produzione di energia elettrica.

Nel grafico che segue si nota il sostanziale plateau per il rapporto energia termica cogenerata rispetto al totale dell'energia prodotta e l'ulteriore lieve incremento del Primary Energy Saving medio di sito che tiene conto della sola quota di calore effettivamente cogenerato e non della quota prodotta dalle caldaie o dalla post-combustione della turbina a gas.





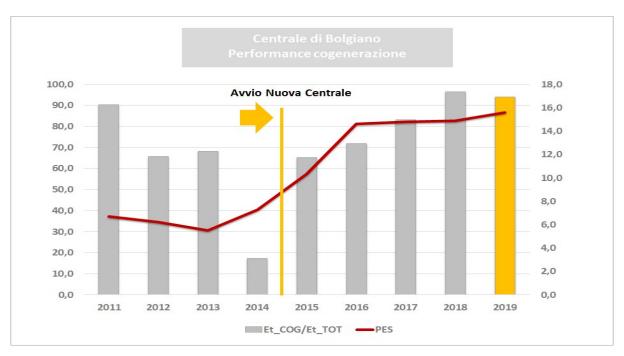


Figura 5 – Performance cogenerazione





Aspetti ambientali caratterizzanti

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

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
Consumi Energetici e Consumo risorse naturali	Non significativo	P1	Impoverimento Risorse Naturali
Consumo risorse idriche	Non significativo	P1	Impoverimento Risorse Naturali
Emissioni in Atmosfera (NOx, CO, SOx)	Mediamente significativo	P2	Inquinamento atmosferico
Emissioni di Gas Climalteranti (CO2 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
Radiazioni ionizzanti	Non significativo	P1	Inquinamento da radiazioni ionizzanti





ASPETTI AMBIENTALI INDIRETTI	Significativit à	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	Non Significativo	P1	Impoverimento Risorse Naturali
Rifiuti	Non Significativo	P1	Inquinamento suolo e falda
Campi elettromagnetici	Non Significativo	P1	Inquinamento Elettromagnetico
Amianto	Non significativo	P1	Rilascio fibre amianto

OPPORTUNITÁ	Significativit à	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 monitoraggio consumi idrici mediante upgrading dei sistemi di misura idrici	Mediamente significativo	P2	Impoverimento Risorse Naturali
Riduzione consumi idrici mediante recupero acqua da recipienti in pressione	Mediamente significativo	P2	Impoverimento Risorse Naturali
Abbattimento temperatura in caso di scarichi a temperature elevate mediante ingegnerizzazione impianto idraulico e implementazione controllo a DCS	Mediamente significativo	P2	Inquinamento risorse Idriche
Miglioramento gestione rifiuti mediante nuovo deposito temporaneo	Non significativo	P2	Inquinamento Suolo e Falda





Allegato 1 Centrale di Bolgiano

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.





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 per i vari gruppi produttivi nell'ultimo triennio.

Gruppo Parametro		Limite autorizzato		Concentrazione media		
ч	Parametro	U.M.	(media oraria)	2017	2018	2019
M21	NOx	(mg/nm³)	30	19,0	23,3	21,3
Turbogruppo	CO	(mg/nm³)	50	16,4	26,6	25,7
M22	NO _X +NH ₃	(mg/nm³)	100	42,9	46,0	49,6
Motori endotermici	CO	(mg/nm³)	100	43,8	51,1	50,4
M23	NO _X +NH ₃	(mg/nm³)	100	47,0	47,8	47,8
Motori endotermici	CO	(mg/nm³)	100	49,8	42,5	42,0
M24	NOx	(mg/nm³)	120	10,3	63,7	65,2
Caldaia ausiliaria	CO	(mg/nm³)	100	1	18,9	7,4
M25	NOx	(mg/nm³)	120	4,3	63,5	63,3
Caldaia ausiliaria	CO	(mg/nm³)	100	0,3	6,8	7,1
M26	NOx	(mg/nm³)	120	0	56,5	61,4
Caldaia ausiliaria	CO	(mg/nm³)	100	0	13,8	11,6





Nel grafico di Figura 6 sono riportati gli andamenti massici triennali 2017-2019 delle emissioni di CO e NOx totali di Stabilimento.

La riduzione delle produzioni massiche rispetto all'anno precedente è riconducibile al calo complessivo di energia prodotta.

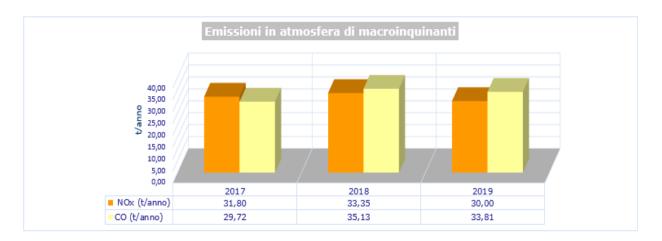


Figura 6 - Emissioni di CO e Nox

La riduzione delle produzioni massiche di CO ed NOx, rispetto all'anno precedente, è riconducibile al calo complessivo di energia prodotta.





Nei grafici delle Figure 7 e 8 sono riportati gli andamenti degli indici di emissione triennali per $CO \ e \ NOx$.

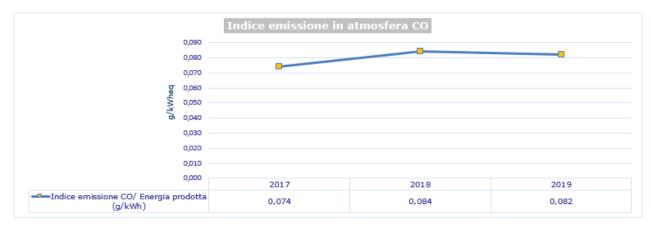


Figura 7 - Emissioni specifiche di CO

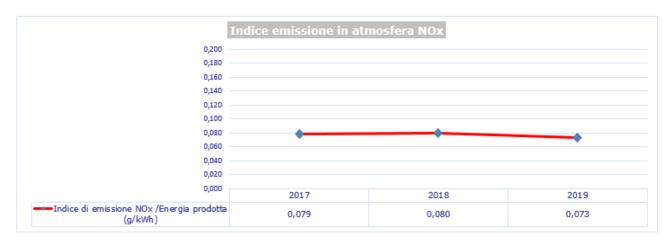


Figura 8 – Emissioni specifiche NOx





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). Con la deliberazione 70/2019 i Gestori dovevano inviare i dati di riferimento per il quinquennio 2014-2018 al fine di ottenere l'assegnazione di quote gratuite di CO2 per la prima parte (2021-2025) della IV fase ETS.

Sono quindi stati caricati sul portale AGES ETS i documenti richiesti dalla delibera.

In seguito è stata emessa la la deliberazione 143/2019 contenente l'elenco degli impianti (tra cui EP Bolgiano) che riceveranno quote gratuite, per i quali è individuato per il solo anno 2021 un numero minimo e un massimo di quote.

Nell'ambito della partecipazione al terzo periodo di adempimento del Sistema Europeo di Emission Trading relativo allo scambio di quote di emissione di CO₂ ai sensi della Direttiva 2003/87/CE, lo Stabilimento Enipower di Bolgiano nel 2019 ha ottenuto, nei tempi previsti, la certificazione delle emissioni dell'anno precedente da parte dell'ente esterno di verifica. Le quote assegnate per l'anno 2019 sono state approvate con Deliberazione n. 55/2019 e sono pari a 18.347 tonnellate.

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 CO₂eq) di tutti i gas effetto serra dell'ultimo triennio.

	U.M.	2017	2018	2019
Emissioni di GHG Totali	(t CO2eq/anno)	103.252	108.717	106.718
di cui:				
CO2	(t/anno)	102.052*	107.998	105.406
CH4	(t CO2eq/anno)	605	83	752
N2O	(t CO2eq/anno)	518	551	537
HFC (125)	(t CO2eq/anno)	0	0	0
SF6	(t CO2eq/anno)	0	0	0
Miscele**	(t CO2eq/anno)	76	85,7	23

^(*) Dato comprensivo dell'urea (60 t CO2eq), rendicontato a partire dal 2017 secondo nuove linee guida.





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

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

Per quanto concerne le emissioni di gas serra, la riduzione delle produzioni massiche, rispetto agli anni precedenti, è riconducibile al calo complessivo di energia prodotta.

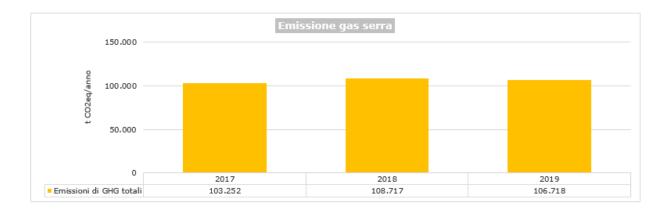


Figura 9 - Emissioni totali di GHG



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).



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. 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, negli anni 2018 e 2019, si è registrata una diminuzione di circa il 50% rispetto al 2017, dovuta al fatto che, a seguito dei lavori di rifacimento del fabbricato A, gli uffici si sono trasferiti temporaneamente fuori dall'impianto.

Acqua non potabile

Questa tipologia di acqua arriva allo stabilimento attraverso acquedotto di proprietà di terzi.

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 2018 e nel 2019, in ragione di una gestione ottimizzata dei reintegri di acqua demi sulla rete del teleriscaldamento, è stato registrato un minor consumo di acqua non potabile rispetto al 2017.

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.





L'indice del 2019 è leggermente superiore a quello del 2018 dovuto alla minore produzione elettrica e termica, a fronte di un consumo idrico pressoché invariato.



Figura 12 - Indice di consumo acqua

Scarichi idrici

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

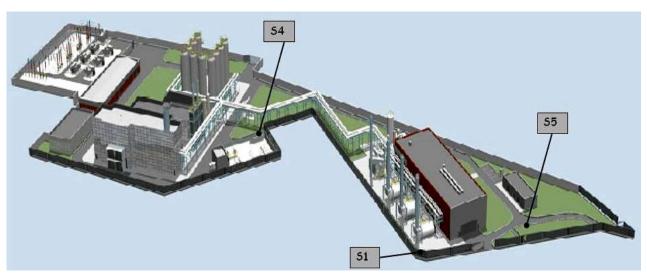


Figura 53 - Scarichi idrici di stabilimento





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

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 2017-2019 dei volumi di acque reflue di processo. L'ottimizzazione gestionale dei reintegri sulla rete di teleriscaldamento , e quindi la minor richiesta di produzione di acqua demi, ha ridotto i quantitativi allo scarico delle acque di processo, che è costituito principalmente dal concentrato degli impianti di produzione di acqua demi del sito.





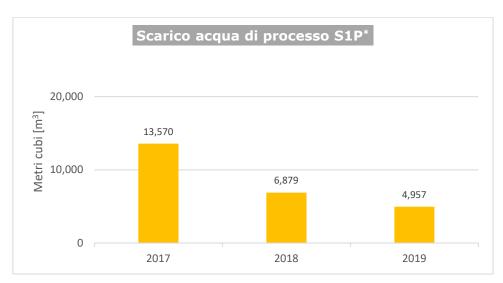


Figura 6 - Scarico acqua di processo S1P

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.

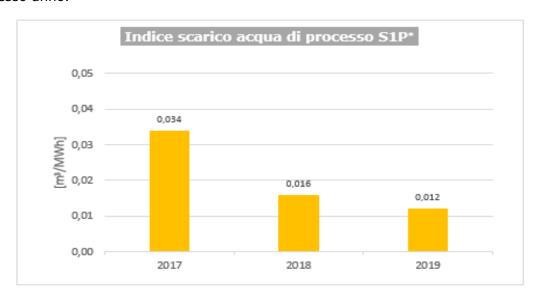


Figura 15- Indice di scarico acqua di processo S1P

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.

Tali scarichi nel 2019 sono in linea con quelli del 2018 in calo rispetto a quelli del 2017, dovuta al fatto che, a seguito dei lavori di rifacimento del Fabbricato A, gli uffici si sono trasferiti temporaneamente fuori dall'impianto.

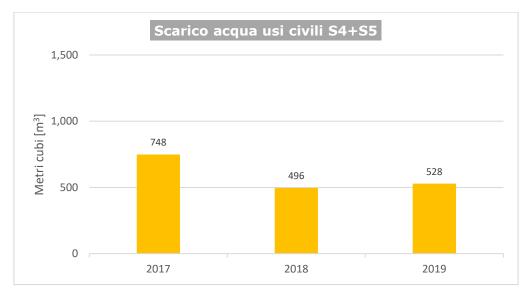


Figura 76 - Scarico acqua usi civili S4+S5





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 2019 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 1º piano	Sud-Ovest 700 m
P2	Edificio residenziale Via Cupello, 4/C – Sul balcone 1º piano	Nord-Ovest 130 m
Р3	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 3º piano	Sud-Ovest 440 m
P5	Edificio residenziale Via Cupello, 9/A – Sul balcone 3º piano	Nord 240 m





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

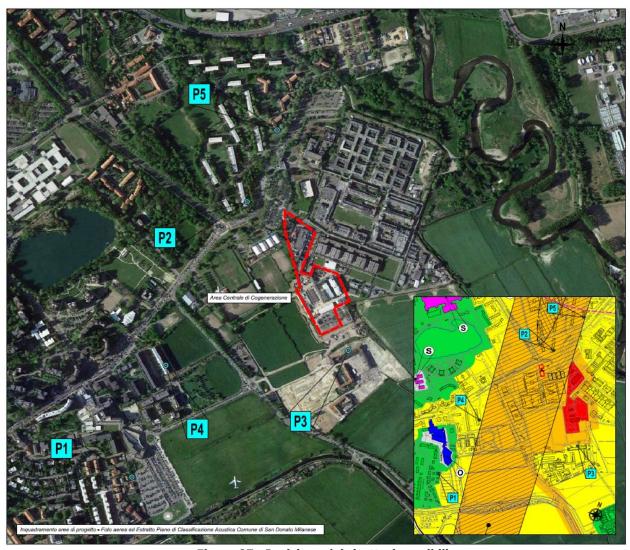


Figura 87- Posizione dei ricettori sensibili

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.





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. (Figura 18)
- 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	Misu	mbientale Irato) (<i>L90</i>)	ale Limiti Assoluti di Immissione PCA San Donato		Rispetto Limite di Immissione	
Acustica)	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. <i>0</i>)	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*

Figura 98 - Verifica limiti assoluti di immissione presso i ricettori circostanti





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

Figura 109 - Verifica limiti di immissione al confine di centrale







Centrale di Brindisi Aggiornamento anno 2020







Sommario

Descrizione della Centrale	1
Interventi impiantistici	4
Principali accadimenti ambientali	
Inquadramento autorizzativo	6
Produzione	9
Aspetti ambientali	10
Emissioni in atmosfera	12
Impiego di risorse naturali ed energetiche	17
Rumore ambientale	24
Inquinamento del suolo e della falda	27





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.

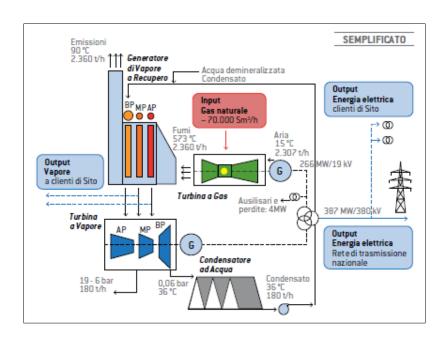


Figura 2 - Schema semplificato del processo produttivo cogenerativo





Combustibili fossili

Gas naturale: 42.969.207 GJ

Fuel Gas: 2.434.857 GJ

Gasolio: 344 kg

Vapore KS (*) 1.238.214 t

Additivi/Chemicals 525 t

Risorse idriche

Prelievi acqua mare: 258,874 Mm^3

Prelievi acque dolci: 0,152 Mm³

Energia elettrica lorda 6.703.688 MWh

Energia termica equivalente 363.625 MWheq

Acqua demineralizzata prodotta 1.790 Mm³

Emissioni GHG dirette

CO₂: 2.552.877 t CH₄: 1.153 tCO₂eq N₂O: 12.454 tCO₂eq (HFC+SF₆): 0 tCO₂eq

Emissioni

NO_x: 693 t CO: 384 t

Scarichi

Acqua mare: 251,670 Mm³ Acque dolci: 0,177 Mm³

Rifiuti

Non pericolosi: 3977 t Pericolosi: 730 t

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

Figura 3 - Bilancio di massa 2019 dello stabilimento di Brindisi





Interventi impiantistici

- Nuovi bruciatori CC2 e CC3

Bruciatori in fase di sperimentazione industriale, finalizzati alla riduzione delle emissioni di NOx e all'aumento della flessibilità nella miscela dei combustibili. La sperimentazione è iniziata nel 2017, ed ha visto per tutto il 2019 l'esercizio degli impianti in modalità sperimentale.

- Alimentazione di acqua da TAF all'impianto di demineralizzazione
Realizzazione di una serie di interventi impiantistici finalizzati al collegamento
dell'impianto TAF di ENI Rewind al nuovo impianto di demineralizzazione di Enipower, allo
scopo di recuperare lo scarico del TAF come alimentazione all'impianto demi,
risparmiando acqua di mare. La modifica è terminata a fine 2019.





Principali accadimenti ambientali

I principali eventi significativi in campo ambientale del periodo sono:

Rumore

Enipower è stata parte attiva, per il tramite di Confindustria, nel processo di revisione della zonizzazione acustica del Comune di Brindisi, avviata con la Delibera 33 del 2018 e tuttora in corso.

Procedimenti di bonifica

Nel 2019 si è conclusa l'Analisi di Rischio (AdR) sui terreni sottostanti i serbatoi demoliti nella zona sud della Centrale Nord. L'AdR ha dato esito negativo, condiviso dall'Ente di Controllo, e quindi il MATTM ha emesso in data 12/11/2019, il Decreto Direttoriale prot.405/STA, con il quale ha approvato l'Analisi di Rischio ed ha chiuso il procedimento suoli.

- Emissioni in atmosfera

Con nota prot. DVA REGISTRO UFFICIALE.U.0029385 del 19 dicembre 2017, il MATTM ha approvato la prosecuzione delle prove dei nuovi bruciatori. La relazione sugli esiti delle prove già effettuate sul CC2 è stata trasmessa in data 11 dicembre 2017.

Ad ottobre 2018, stante l'esito positivo delle sperimentazioni in corso sul CC2 e CC3, è stata trasmessa al MATTM la richiesta di prosecuzione delle prove fino al 2020. Il MATTM ha approvato la prosecuzione delle prove con nota prot. DVA REGISTRO UFFICIALE.U.0025155 Del 8 novembre 2018.

Enipower ha presentato in data 13 febbraio 2019 la verifica di non assoggettabilità a VIA al fine di rendere permanente l'utilizzo dei nuovi bruciatori. La Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale ha espresso, giusta anche la Determina 139 della Regione Puglia, parere positivo alla non assoggettabilità a VIA della modifica (parere 3203 del 22/11/2019). Avendola inserita nella documentazione trasmessa per il riesame dell'AIA ad aprile 2019, per la quale è in corso l'istruttoria, Enipower ha richiesto (prot.009/2020/HSEQ/DC del 30/01/2020) un'ulteriore proroga della fase sperimentale fino al 31 marzo 2021.

- Consumo di risorse idriche

In data 19 luglio 2018 Enipower ha presentato la domanda di modifica non sostanziale per procedere all'utilizzo dell'acqua derivante dal sistema di trattamento acqua di falda (TAF) gestito da Syndial tramite collegamento al nuovo impianto di produzione di acqua demineralizzata. Il MATTM ha approvato tale modifica in data 17 aprile 2019.

A dicembre del 2019 sono stati ultimati i lavori di collegamento ed è stato avviato il commissioning delle modifiche.





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 DVA-2014-0000233 del 30/09/2014. L'autorizzazione è stata oggetto di successivi aggiornamenti:
 - o Decreto Ministeriale 164 del 4 agosto 2015 per i limiti emissivi del CC2 e del CC3.
 - o nota prot. 12631 del 29 maggio 2017 il Ministero ha trasmesso il Parere Istruttorio Conclusivo che modificava l'AIA autorizzando la realizzazione del nuovo impianto di produzione acqua demineralizzata a membrane.
 - o nota prot. 9829 del 17 aprile 2019 il Ministero ha trasmesso il Parere Istruttorio Conclusivo autorizzando l'utilizzo di acqua da TAF nel nuovo impianto di produzione acqua demineralizzata e la realizzazione del collegamento necessario per l'alimentazione della stessa.
 - E' stata trasmessa la documentazione necessaria per l'istanza di Riesame AIA che alla data odierna è ancora in istruttoria (18 aprile 2019).
- 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 ambito ETS nell'anno 2019 gli aggiornamenti intercorsi sono stati i seguenti:

- Trasmissione entro giugno della Domanda di quote gratuite in accordo al Regolamento 331/2019 per la Fase IV corredata della relativa dichiarazione di verifica;
- Trasmissione in data 17/12/2019 della comunicazione di modifica di assegnazione delle quote per Fase III per cessazione parziale dell'attività a causa della riduzione significativa dei consumi di calore dell'impianto per la riduzione dell'attività del dissalatore termico."

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). Come previsto dalla normativa comunitaria (recepita in Italia con l'articolo 29-octies del D.Lgs. 152/06), entro 4 anni dalla data di pubblicazione sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea della decisione (nello specifico avvenuta in data 17 agosto 2017), il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM) dovrà completare il "riesame" dell'AIA sulla base di una specifica istruttoria in capo alla preposta Commissione AIA-IPPC.





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; i risultati di questo lavoro hanno evidenziato la conformità delle Centrali e hanno posto le basi per la predisposizione dell'istanza di riesame dell'AIA.

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 NOX): 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 NOX.

EMISSIONI DI NOX (MG/NMC)	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.





Il 4 dicembre 2018 il MATTM con nota indirizzata ai Gestori degli impianti ha comunicato l'avvio a calendario di 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, ai sensi degli artt. 7 e seguenti della L. n. 241/90. Ciò è avvenuto a seguito dell'emissione del decreto direttoriale DVA/DEC/430 del 22 novembre 2018 con il quale è stato disposto l'avvio dei procedimenti per il riesame complessivo delle AIA di competenza statale.

Lo stabilimento Enipower di Brindisi ha presentato la documentazione per il riesame in data 18 aprile 2019.

Nei giorni 16-18 luglio 2018 si è tenuta la visita ispettiva AIA effettuata da parte dei tecnici ISPRA, ARPA Puglia e ARPA Brindisi. Le risultanze di tale visita sono state trasmesse da ARPA in data 4 febbraio 2019. La società ha preso in carico e concluso le azioni derivanti da tale ispezione ed ha trasmesso tali evidenze agli Enti (Pec n. prot 049/2019/HSEQ/DC del 27/2/2019).

In data 26 giugno 2019 è stata inviata la dichiarazione annuale dal sito, in cui si evidenza il fatto che sono state rispettate le prescrizioni riportate dall'AIA.

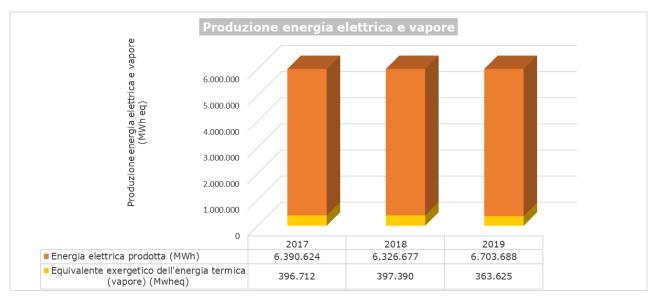




Produzione

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 exergia¹.



	2017	2018	2019
Vapore BP (t)	948.370	818.118	684.786
Vapore MP (t)	906.893	1.003.878	964.764

Figura 4 - Produzione energia elettrica e vapore

La riduzione di produzione di vapore di Bassa Pressione è legata soprattutto ai minori consumi del dissalatore termico, che è stato fermo per gran parte dell'anno.

Gli altri valori delle produzioni sono allineati agli anni precedenti.

Nel corso del 2019 sono state effettuate le seguenti fermate per manutenzione programmata:

- Fermata CC1 dal 2 al 24 Febbraio (manutenzione Minor)

- Fermata CC3 dal 7 al 18 Settembre (manutenzione Minor)

Fermata CC2 dal 5 all'11 Ottobre (manutenzione Minor)

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





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 Brindisi unitamente alla valutazione della loro significatività.

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	P1	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 (NOx, SO2, ecc.)	Mediamente significativo	P2	Inquinamento atmosferico
Emissioni di gas climalteranti (CO2 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	Inquinamento 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
Possibilità di ridurre i prelievi di acqua di mare mediante l'installazione del nuovo impianto DEMI	Mediamente significativo	P2	Impoverimento risorse naturali
Riduzione dei prelievi di acque dolci mediante recupero nei cicli produttivi di EniPower delle acque trattate nel TAF di Syndial e mediante realizzazione dei sistemi di recupero	Mediamente significativo	P2	Impoverimento risorse naturali





Opportunità	Significatività	Priorità di intervento	Impatto ambientale associato	
con inserimento scambiatori sugli spurghi continui di CC1, CC2 e CC3				
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 NOx 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	
Ottimizzazione dell'uso del suolo mediante demolizione delle strutture in disuso e bonifica dei terreni contaminati	Mediamente significativo	P2	Consumo di suolo	

I potenziali effetti ambientali derivanti dalla gestione in outsourcing dell'impianto di demineralizzazione alimentato con acqua di mare sono stati valutati "non significativi" e l'aspetto ambientale relativo al consumo di risorsa idrica è stato mantenuto fra gli aspetti diretti in quanto direttamente correlato all'attività principale dello stabilimento.

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 connesso 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.

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.

EniPower collabora con la Provincia di Brindisi per l'esecuzione di campagne di monitoraggio sull'ambiente marino costiero.





Nello Stabilimento EniPower di Brindisi non sono al momento impiegate fonti di energia rinnovabile.

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 CO2 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.

Gruppo	Parametro	U.M.	Limit Concentrazioni misurate e nelle emissioni			Media nel triennio	Scostamento dal limite	
			autor 2	2017	2018	2019		autorizzato
CC1	NOx	(mg/Nm ³)	30	24,97	24,08	23,12	24,06	-20%
	СО	(mg/Nm ³)	30	0,52	0,63	0,62	0,59	-98%
CC2	NOx	(mg/Nm ³)	40	19,52	17,95	17,97	18,48	-54%
	СО	(mg/Nm ³)	30	0,42	0,98	1,30	0,90	-97%
CC3	NOx	(mg/Nm ³)	40	23,04	17,13	14,07	18,08	-55%
	СО	(mg/Nm ³)	30	0,96	1,82	3,60	2,12	-93%

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 1.600 t di NOx, calcolato tenendo in considerazione tutti i flussi di massa comprensivi anche dei transitori.





² Per gli NOx il limite riguarda la media giornaliera, per la CO è sulla media oraria

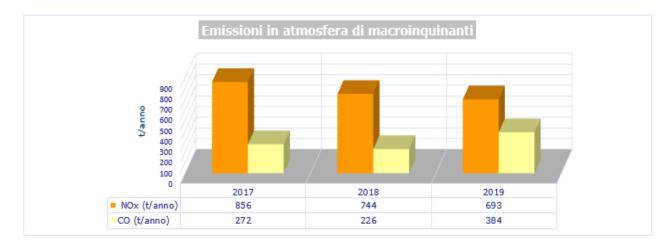


Figura 5 - Emissioni in atmosfera di macroinquinanti

Gli ossidi di azoto sono tendenzialmente legati al volume di produzione. Tuttavia, nel 2019 si può già apprezzare il contributo in diminuzione legato alla tecnologia dei bruciatori "VeLoNOx + Lancia Gas" installati sulle unità CC2 e CC3.

Tali bruciatori sono attualmente utilizzati in regime sperimentale (rif. DVA REGISTRO UFFICIALE.U.0025155 del 8 novembre 2018). In data 30/01/2020 Enipower ha chiesto una proroga al regime sperimentale nelle more dell'emissione del decreto di riesame dell'AIA.

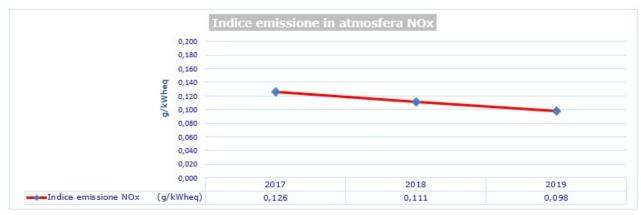


Figura 6 - Indice di emissione in atmosfera NOx





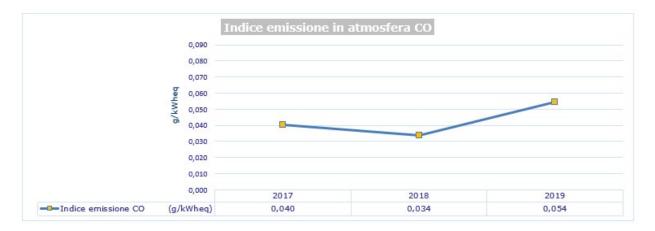


Figura 7 - Indice di emissione in atmosfera CO

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. 601/2013 relativo al periodo di scambio 2013÷2020.

Nell'ambito della partecipazione al secondo periodo di adempimento del Sistema Europeo di Emission Trading relativo allo scambio di quote di emissione di CO₂ ai sensi della Direttiva 2003/87/CE, la Centrale di Brindisi nel 2019 ha ottenuto, nei tempi previsti, la certificazione delle emissioni dell'anno precedente da parte dell'ente esterno di verifica. Modifiche al livello di attività presentate hanno comportato una variazione dei livelli di quote assegnate per il 2020.

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 CO₂ legata alla produzione di energia elettrica e vapore.





Per l'anno 2019 le emissioni di CO₂ equivalente sono state pari a 2.566.484 tonnellate CO₂eq.

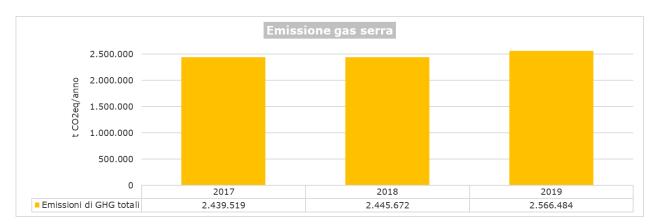


Figura 8 – Emissioni gas serra

	U.M.	2017	2018	2019
Emissioni di GHG Totali	(t CO2eq/anno)	2.439.519	2.445.672	2.566.484
di cui:				
CO2	(t/anno)	2.426.577	2.432.711	2.552.877
	(t CO2eq/anno)	1.069	1.108	1.153
CH4	(t/anno)	43	44	46
	(M Sm3/anno)	0	0	0
N2O	(t CO2eq/anno)	11.805	11.819	12.454
NZO	(t/anno)	40	40	42
Gas fluorurati ad effetto serra	(t CO2eq/anno)	68	34	0
HFC	(t/anno)	0	0	0
PFC	(t/anno)	0	0	0
SF6	(kg/anno)	3	2	0







Figura 9 - Indici emissioni CO2 e GHG totali

Le variazioni di indice di emissione registrate non sono significative. L'incremento assoluto di emissioni di gas serra è quindi solo legato alla maggiore produzione. Significativo il dato di emissioni zero di gas florurati.





Impiego di risorse naturali ed energetiche

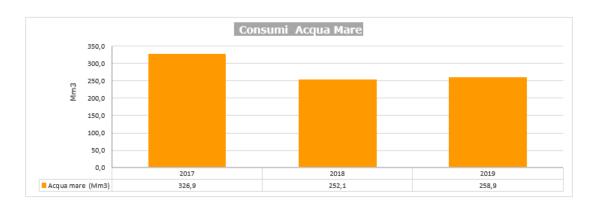
Nello Stabilimento EniPower di Brindisi non vi sono attività di sfruttamento del suolo, le risorse naturali impiegate sono riconducibili ad acqua e combustibili fossili.

Ciclo dell'acqua

Lo Stabilimento utilizza le seguenti tipologie di acqua:

Definizione	Provenienza	Uso
	Bacino Fiume Grande	Dradusiana pagua dami 0
Acqua dolce industriale	Cillarese	Produzione acqua demi & Raffreddamento
	Pozzi	Raineddaineillo
	Trattamento acque di falda	
Acqua potabile	Acquedotto	Servizi Igienici
Acqua di mare	Mare	Produzione acqua demi & Raffreddamento

Di seguito si riportano i dati relativi ai consumi idrici, nel triennio 2017÷2019.



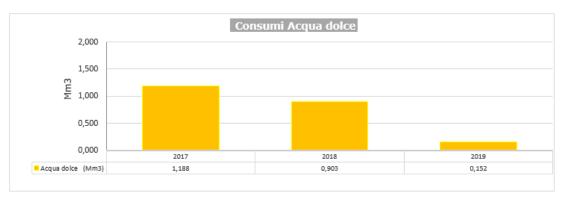


Figura 10 – Consumi idrici 2017÷2019





	U.M.	2017	2018	2019		
Acqua mare totale	Mm ³	326,945	252,109	258.874		
di cui:						
per produzione demi	Mm ³	13,594	10,324	4,844		
per raffreddamento	Mm ³	313,351	241,785	254,030		
Acqua dolce totale	Mm ³	1,188	0,903	0,152		
di cui:						
per produzione demi	Mm ³	0,942	0,657	0		
per raffreddamento	Mm ³	0,238	0,236	0,139		
da acquedotto	Mm ³	0,007	0,010	0,012		

Nel 2019, grazie al regolare funzionamento del nuovo impianto a membrane ad osmosi inversa alimentato ad acqua di mare, è stato annullato il consumo di acqua di pozzo per la produzione di acqua demineralizzata. L'esercizio del nuovo impianto ha anche consentito di ridurre del 53% il consumo di acqua di mare destinata alla demineralizzazione.

Nell'ambito dello sviluppo dell'economia circolare, del recupero e della valorizzazione delle risorse naturali e della decarbonizzazione, è stato realizzato un progetto, approvato dal Ministero dell'Ambiente, per alimentare il nuovo impianto a membrane ad osmosi inversa per la produzione di acqua demineralizzata oltre che con acqua di mare anche con acqua trattata proveniente dall'impianto di trattamento dell'acqua di falda (TAF) di ENI Rewind (ex Syndial). La fase di commissioning dell'impianto è stata avviata a dicembre 2019.

Si precisa che la disponibilità dell'acqua trattata proveniente dall'impianto TAF, utile per la produzione di acqua demineralizzata, sarà funzione degli emungimenti già previsti nel Piano Operativo di Bonifica della Falda di cui al Decreto Ministeriale n. 373 del 13 luglio 2016.





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 13).

L'uso di acqua mare per la produzione di acqua demineralizzata viene monitorato tramite un KPI che definisce l'efficienza di conversione³ complessiva degli impianti di demineralizzazione.

Il dissalatore termico è tenuto disponibile come back up di quello a osmosi, e la sua produzione nel 2019 è stata marginale.

Nel 2019 il nuovo impianto ha prodotto 1.752.125 m³ di acqua demineralizzata, con una efficienza di conversione pari al 41,1%. Il grafico in fig.11 consente di apprezzare l'incremento di efficienza complessiva ottenuto con il nuovo impianto, rappresentando il rapporto fra quantità di acqua demineralizzata prodotta e quantità di acqua mare in ingresso.

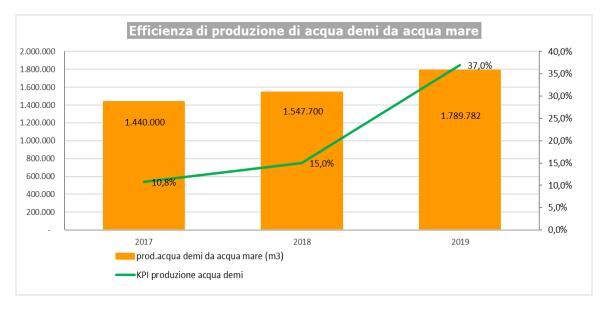


Figura 11 - Performance impianti di produzione acqua demineralizzata alimentati ad acqua





³ 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 rilevati negli autocontrolli confrontati con i limiti autorizzati.

Parametro	Unità di misura	Limiti autorizzati	CTE 1/1	CTE 1/2	CTE 1/3	CTE 1/4	CTE 3/1	CTE 3/2	CTE 3/3	CTE 3/4	DIFL/1
рН		9,5	7,99	7,95	8,02	7,73	8,08	8,02	8,13	8,07	7,84
Temperatura dell'acqua	°C	35	20,38	11,00	19,13	21,30	23,77	23,90	27,08	23,85	22,38
Solidi sospesi totali	mg/l	80	1,15	0,30	0,17	0,81	0,82	1,06	1,01	2,13	1,43
Richiesta biochimica di ossigeno (B.O.D.5)	mg/l	40	3,15	0,00	1,01	0,46	0,99	0,50	0,54	0,94	0,56
Richiesta chimica di ossigeno (COD)	mg/l	160	25,75	11,00	30,33	37,25	41,00	32,20	51,00	29,65	38,75
Cloro attivo libero	UFC/100 ml	0,2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Tensioattivi anionici (MBAS)	°C	2	0,27	0,55	0,17	0,29	0,23	0,38	0,41	0,23	0,22

Si riportano di seguito i dati relativi ai quantitativi di acque scaricate nel triennio $2017 \div 2019$ e le temperature monitorate ai punti scarico.

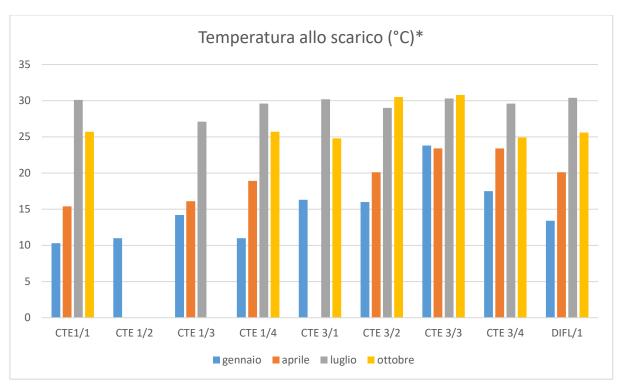
	U.M.	2017	2018	2019
Acqua mare scaricata	Mm3	322,485	243,940	251,670
Acqua dolce scaricata	Mm3	0,826	0,955	0,177







Figura 12 - Scarichi idrici - Quantità



^{*}Valori rilevati in occasione degli autocontrolli

Figura 13 – Scarichi idrici – Temperatura anno 2019 (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 CO2 e di macroinquinanti.

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

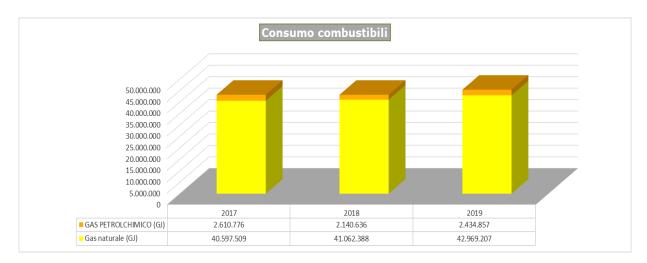


Figura 14 - Consumo di combustibili

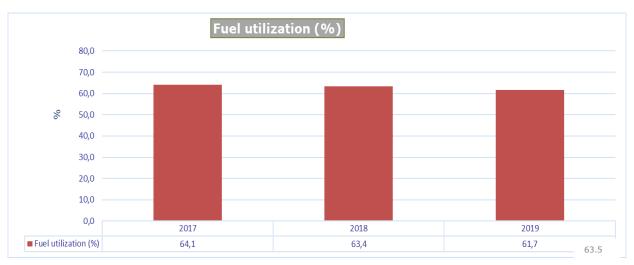


Figura 15 - Fuel utilization⁴

22







⁴ E' un indice che rappresenta il rendimento di primo principio (senza considerare il vapore importato da Versalis)



Figura 16 - Rendimento exergetico⁵

Il rendimento exergetico nel 2019 è aumentato in modo apprezzabile, anche grazie alla maggiore produzione ed all'assetto ottimizzato dell'esportazione del vapore, mentre la riduzione marcata della fuel utilization è da mettersi in relazione con l'assetto produttivo, che ha visto una minore richiesta di vapore dalle aziende coinsediate e dal dissalatore termico





⁵ E' 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 18.

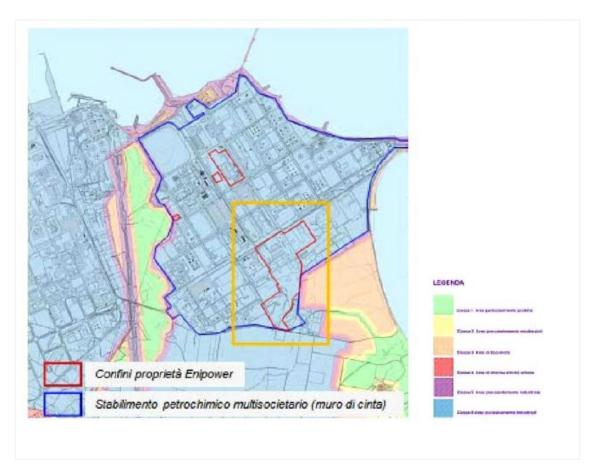


Figura 18 -zonizzazione acustica del Comune di Brindisi

In ottemperanza a quanto previsto dalla Legge Regionale n. 3 del 2002 della Regione Puglia ed al punto 8.6 del Parere Istruttorio Conclusivo (Autorizzazione Integrata Ambientale, DVA-2014-0000233 del 30/09/2014), EniPower ha svolto due campagne di misura del rumore ambientale rispettivamente nel 2015 e nel 2016.





Campagna di misura del rumore eseguita a settembre 2015

Le misure sono state effettuate sul confine della proprietà EniPower, per il quale il Comune di Brindisi ha previsto, nella variante del 2012 al piano di zonizzazione acustica, una zona "cuscinetto" in Classe V. I punti di misura ed i risultati dell'indagine sono visibili in Figura 19.



		Limite di	emissione	Valore	misurato
Punto	Classe	diurno notturno		Diurno L90 dB (A)	L90
P1	٧	65.0	55.0	48.5	49.2
P2	٧	65.0	55.0	48.7	52.0
P3	٧	65.0	55.0	48.4	52.7
P4	٧	65.0	55.0	48.9	54.7
P5	٧	65.0	5.0 55.0		47.8
P6	VI	65.0	65.0	48.1	49.4

Figura 19 - Misure effettuate nel settembre 2015 al confine dello stabilimento

Campagna di misura del rumore eseguita a settembre 2016

In ottemperanza alla prescrizione 8.6 del Parere Istruttorio Conclusivo dell'AIA che richiedeva anche "la mappatura acustica georeferenziata ed informatizzata del rumore diurno e notturno nell'area [...] per almeno 1 km dal confine", EniPower ha eseguito una seconda campagna di misura del rumore nei punti indicati in Figura 20, nella quale sono riportati anche i risultati dell'indagine.



Punto di misura	LA diurno (dBA)	LA notturno (dBA)
P1	58.5 ± 2.4	56.0 ± 2.4
P2	69.0 ± 2.4	69.0 ± 2.4
P3	71.5 ± 2.4	72.0 ± 2.4
P4	61.5 ± 2.4	61.5 ± 2.4
P5	65.5 ± 2.4	65.5 ± 2.4
P6	61.0 ± 2.4	59.0 ± 2.4
P7	67.0 ± 2.4	67.0 ± 2.4
P8	60.0 ± 2.4	62.0 ± 2.4
P9	56.0 ± 2.4	60.0 ± 2.4
P10	70.0 ± 2.4	68.5 ± 2.4
P11	47.0 ± 2.4	43.0 ± 2.4

Figura 20 - Misure effettuate nel settembre 2016





Nel punto P3 i valori misurati superano il limite ammissibile per zona prevalentemente industriale (70 dB). Tuttavia si tratta di un punto interno allo stabilimento petrolchimico, nel quale convergono i contributi di diversi impianti delle coinsediate, che rendono poco significativo il superamento.

Avendo rilevato che nel punto 11, collocato nell'area protetta di Punta della Contessa, la misura del rumore effettuata nel periodo notturno supera i limiti ammissibili nell'area (43±2,4 dBA vs 40 dBA), collocata in Classe I dalla zonizzazione acustica del 2012, Enipower ha segnalato la situazione al Comune di Brindisi. Infatti, nonostante il fatto che l'estrema variabilità della rumorosità presente nell'area protetta e la presenza dei contributi emissivi della fauna locale, del mare e del traffico veicolare non consentano di attribuire esclusivamente all'attività di Enipower i valori misurati, in data 23/12/2016 è stata avanzata una richiesta di variante della zonizzazione acustica, che tenga conto dell'industrializzazione pregressa dell'area e delle dinamiche di abbattimento acustico con la distanza.

Dopo lo svolgimento di due Conferenze dei Servizi presso il Comune di Brindisi, ravvisandosi gli estremi per procedere, in data 1 febbraio 2018 con delibera n. 33 il Commissario Straordinario del Comune di Brindisi ha avviato il procedimento di variante, tuttora in corso, accogliendo le richieste di Enipower e di altri soggetti insediati nell'area industriale.





Inquinamento del suolo e della falda

Lo stabilimento EniPower di Brindisi si trova all'interno del Sito di Interesse Nazionale (SIN) di Brindisi che ha un'estensione di 5.851 ha.

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.

Per quanto riguarda i terreni, si riportano i principali accadimenti del 2019:

- è stata trasmessa l'Analisi di Rischio dell'area CTE Nord in data 29/07/2019. La valutazione effettuata mostrava assenza di rischio.
- in data 12/11/2019, con Decreto Direttoriale prot.405/STA, il Ministero ha approvato l'Analisi di Rischio ed ha chiuso il procedimento ambientale.







Centrale di Ferrera Erbognone

Aggiornamento anno 2020







Sommario

Descrizione della centrale	1
Principali accadimenti ambientali	
Inquadramento autorizzativo	
Gestione Stakeholder	6
Produzione	10
Aspetti ambientali caratterizzanti	12
Emissioni in atmosfera	14
Impiego di risorse naturali ed energetiche	20
Consumo di combustibili ed efficienza energetica	24
Rumore ambientale	26





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.

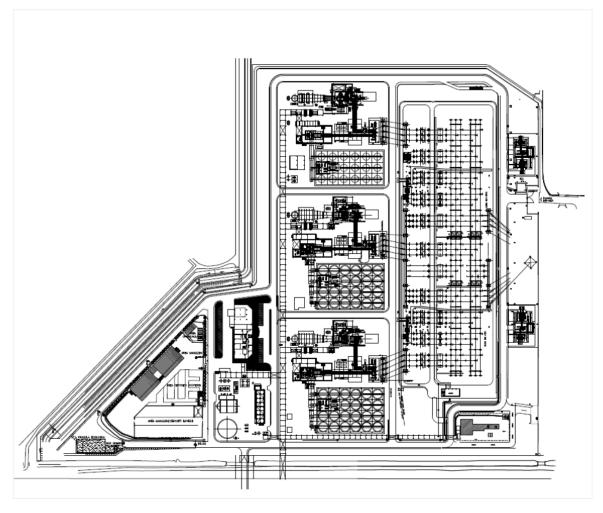


Figura 1 – Planimetria dello Stabilimento EniPower di Ferrera Erbognone





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 TG21 sono alimentate con gas naturale;
- un gruppo, denominato CC3, la cui turbina a gas TG31 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 TG21 (del CC2) alimentata con gas naturale, alla quale è accoppiato il relativo generatore elettrico;
 - Turbina a gas TG31 (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 (TV11, TV21, TV31) 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 Refining & Marketing 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 m³/h.





Nella seguente immagine è riportato il bilancio di massa ed energia della centrale di Ferrera Erbognone dell'anno 2019.

Energia elettrica lorda

5.049.354MWh

Combustibili fossili

Gas naturale: 33.726.886 GJ

Syngas: 5.495.740 GJ

Gasolio: 382 Kg

Vapore 1.864,967 t

Additivi/Chemicals 94 t

Risorse idriche

Prelievi acque dolci senza antincendio: 2,63 Mm³

di cui

acqua demineralizzata 2,53 Mm³

Energia termica

447.592 MWheq

Emissioni GHG dirette

CO₂: 2.451.557 t CH₄: 891.45 t CO₂ eq N₂O: 15.929 t CO₂ eq (HFC+SF₆): 381 t CO₂ eq

Emissioni

NO_x: 853 t NO_{xeq} CO: 54 t SO_x: 7,7 t SO_{xeq}

Scarichi

Acque scaricate da bilancio

idrico: 0,153 Mm³

Rifiuti

Non pericolosi: 193 t

Pericolosi: 63 t

Figura 2 - Bilancio di massa dello stabilimento





Interventi impiantistici

Nel corso del 2019 sono stati completati/avviati i seguenti interventi:

- Sono stati messi in servizio gli scambiatori condense-metano.
- Sono stati messi in servizio i serbatoi di recupero condense nei pozzi caldi. In questo ambito si sta registrando su alcuni stream di acqua recuperata un inquinamento di tipo batterico. In fase di completamento l'indagine per definirne la natura. Alcuni recuperi sono stati pertanto sospesi in attesa dell'esito dell'indagine.
- E' stata realizzata l'infrastruttura di un sistema di Domotica all'interno delle Sale tecniche e Cabine Elettriche.

Sono inoltre in corso:

- Gara di approvvigionamento per l'ampliamento e il rifacimento dei portoni dei capannoni TV. LA gara è stata aggiudicata nel mese di gennaio 2020
- E' stato assegnato al CESI uno studio per individuare soluzioni di efficientamento torri di raffreddamento, condensatori ad aria e sostituzione di alcuni motori con altri ad alta efficienza.

Principali accadimenti ambientali

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 rilasciata con Decreto DVA-2012-0000235 del 21/12/2012. Nel mese di marzo 2019 è stata trasmessa la documentazione necessaria per l'istanza di Riesame AIA che alla data odierna è ancora in istruttoria.
- 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
- CPI rinnovato in data 1 marzo 2017 da parte del Comando dei Vigili del Fuoco di Pavia, e avviate le pratiche con i VVF per inserimento codice Trasformatori





Il 4 dicembre 2018 il Ministero dell'Ambiente con nota indirizzata ai gestori degli impianti ha comunicato l'avvio a calendario di 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, ai sensi degli artt. 7 e seguenti della L. n. 241/90. Ciò è avvenuto a seguito dell'emissione del decreto direttoriale DVA/DEC/430 del 22 novembre 2018 con il quale è stato disposto l'avvio dei procedimenti per il riesame complessivo delle AIA di competenza statale.

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.

Non ci sono state ulteriori evoluzioni sino al 12 novembre quando è pervenuta la convocazione di Riunione del Gruppo Istruttore/Gestore che si è tenuta presso gli uffici del Ministero dell'Ambiente in data 03/12/2019.

La riunione si è conclusa senza criticità e quanto presentato dal gestore è stato considerato esaustivo, senza ulteriori richieste di integrazione.

Nel mese di aprile 2019 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 2018.

Gestione Stakeholder

L'unità di Sostenibilità di Eni (dip. IMPRESSO) il 03 e 04 giugno 2019 ha presentato in stabilimento il sistema SMS (Stakeholder Management System). L'SMS è 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;

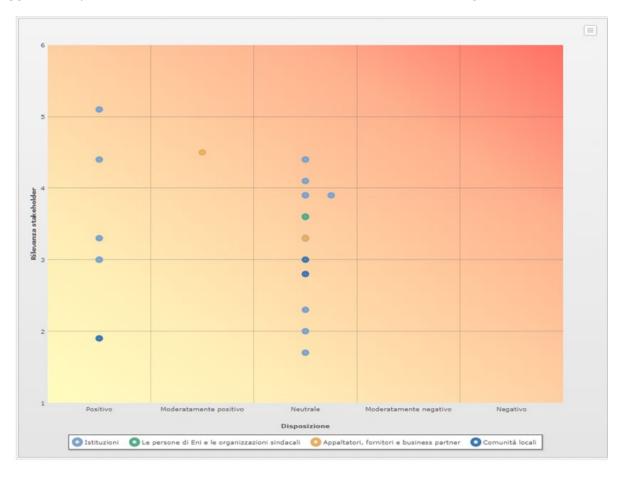




- Tracciare le azioni di Eni (inclusi i progetti per il territorio locale) in risposta alle richieste degli stakeholder;
- Geolocalizzare gli stakeholder

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.







Gli stakeholder dello stabilimento Enipower di Ferrera Erbognone non hanno subito variazioni nel corso del 2019, 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 R&M, 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 dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, 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 corso del 2018 la Commissione tecnica cui compete il compito di valutare la remunerabilità di interventi di efficientamento energetico proposti dal Comune di Ferrera Erbognone nell'ambito della Convenzione in essere, si era riunita due volte ed era stato approvato come remunerabile un Progetto di Riqualificazione dell'Illuminazione Pubblica del Comune.

Per tale progetto erano stati stanziati, al fine della remunerazione, 30 k€ per l'anno 2018.





A seguito del Cambio della Giunta Comunale presieduta da un nuovo sindaco sono cambiate le strategie e le priorità di intervento del Comune. Il Comune non ha quindi dato seguito al progetto ed i fondi non sono stati erogati.

La commissione con la partecipazione del nuovo sindaco si è riunita nuovamente nel mese di Novembre 2019.

Il comune ha presentato un nuovo progetto per l'anno in corso consistente nell'ammodernamento ed efficientamento dell'impianto di illuminazione del Campo Sportivo del Comune. Anche questo progetto è stato giudicato remunerabile dalla commissione in caso di realizzazione nei termini previsti.





Produzione

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

- CC1: fermata Major dal 09/03/19 al 17/04/19
- CC2: fermata Minor dal 11/05/19 al 20/05/19
- CC3: fermata Minor dal 16/02/19 al 04/03/19.

Oltre alle fermate di manutenzione programmata non ci sono state fermate dovute ad accidentalità.

Nel corso del 2019 però i Gruppi 1 e 2 hanno effettuato diversi arresti e avvii dovuti al loro esercizio sul mercato dei servizi di Dispacciamento

- CC1: 90 (Gruppo prevalentemente disponibile allo spegnimento durante tutto l'anno)
- CC2: 9 (Gruppo prevalentemente Must Run per assicurare la fornitura di vapore e di E.E. verso la raffineria)
- CC3: 10 (Gruppo Must Run per la combustione del Syngas)

Di seguito, sono indicate le produzioni dello stabilimento di Ferrera Erbognone, suddivise per tipologia per il triennio 2017-2019.

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 exergia¹.





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

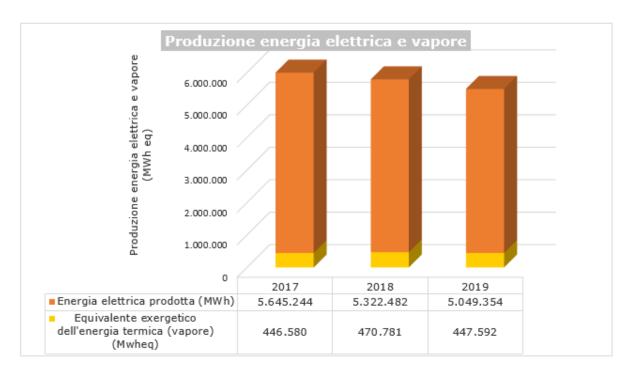


Figura 3 - Produzione energia elettrica e vapore

I dati dei consuntivi di produzione mostrano un decremento di produzione di energia elettrica netta per effetto delle fermate opportunistiche e modulazione degli impianti. Inoltre nel corso del 2019 il Gruppo 1 ha effettuato una fermata major.

I prelievi di vapore sono determinati dai consumi della Raffineria. Dal punto di vista del vapore il 2019 si attesta sugli stessi valori del 2017.





Aspetti ambientali caratterizzanti

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

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 (NOx, CO, SOx)	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 Elettromagneti co
Produzione di Rifiuti	Non Significativo	P1	Inquinamento suolo e falda
Emissioni odorigene	Non significativo	P1	Inquinamento Odorigeno
Consumo risorse idriche	Non Significativo	P1	Impoveriment o Risorse Naturali
Consumo Risorse Naturali	Non Significativo	P1	Impoveriment o Risorse Naturali
Consumi Energetici	Non Significativo	P1	Impoveriment o 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	Non Significativo	P1	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
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)	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





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 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	Concentrazioni misurate nelle emissioni			Media triennale delle concentrazioni nelle
				2017	2018	2019	emissioni
CC1	NOx	(mg/Nm³)	30	14,4	17,1	17,9	16,5
CCI	СО	(mg/Nm³)	30	0,6	1,1	1,4	1,0
CC2	NOx	(mg/Nm³)	30	21,9	23,6	20,6	22,0
	СО	(mg/Nm³)	30	0,8	1,6	1,3	1,2
	NOx	(mg/Nm³)	50	40,3	39,8	39,7	39,9
CC3	СО	(mg/Nm³)	50	0,9	0,9	0,9	0,9
	SO ₂	(mg/Nm³)	10	1,1	0,9	0,8	0,9

Tabella 1 – Concentrazioni medie annuali dei macroinquinanti e limiti autorizzati





Nel grafico seguente sono riportati gli andamenti massici delle emissioni di CO, NOx e SO₂ della centrale relativi al triennio 2017-2019.

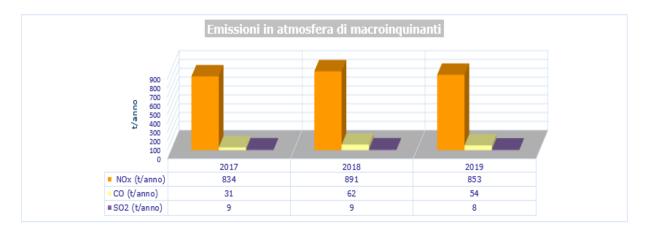


Figura 4 - Emissioni in atmosfera di macroinquinanti

Nei grafici seguenti sono riportati gli andamenti degli indici di emissione triennali per CO, NO_X e SO_2 .

Dal punto di vista emissivo con impianti a regime si nota una leggera diminuzione sia dei valori massici di NOx che di SO2. Il CO rimane invece stabile.

I valori sia come quantità che come concentrazione sono in linea con quanto registrato nel corso del 2018. La leggera diminuzione dei quantitativi massici di SO2 va imputata alla minor quantità di Syngas bruciata sul gruppo 3. Anche gli indici di emissione risultano di conseguenza in linea con quelli del 2018.

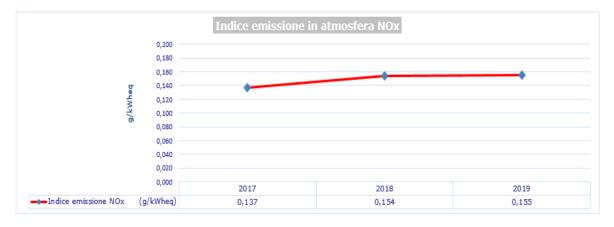


Figura 5 - Indice di emissione in atmosfera NO_X





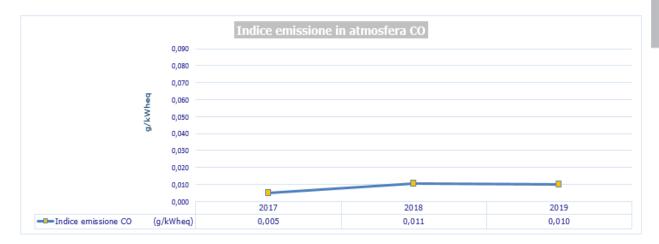


Figura 6 - Indice emissione in atmosfera CO

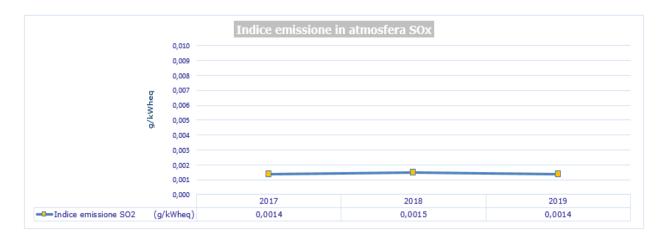


Figura 7 - Indice emissione in atmosfera SO₂





Emissioni gas serra

La centrale di Ferrera Erbognone è in possesso dell'autorizzazione n. 222 ad emettere gas serra approvata con Decreto Direttoriale DEC/RAS/2179/2004 e SMI ai sensi della Direttiva Emission Trading System (ETS) ed ha inviato all'Autorità Competente l'aggiornamento del Piano di Monitoraggio secondo la direttiva n. 601/2013 relativo al periodo di scambio 2013-2020 approvato in data 7 aprile 2016 in revisione 3.

Nell'ambito della partecipazione al terzo 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 Ferrera Erbognone nel 2019 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

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.

Nelle tabelle e figure seguenti si riportano le emissioni ed i relativi indici di emissione della sola CO₂ legata alla produzione di energia elettrica e vapore.





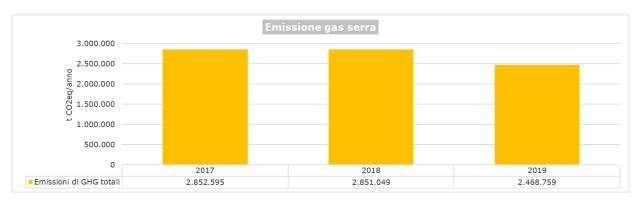


Figura 8 - Emissioni gas serra

	U.M.	2017	2018	2019	
Emissioni di GHG Totali	(t CO2eq/anno)	2.852.595	2.851.049	2.468.759	
di cui:					
CO2	(t/anno)	2.831.226	2.829.739	2.451.557	
CH4	(t CO2eq/anno)	973	966	891	
	(t/anno)	46,35	45,98	42,45	
	(M Sm ³ /anno)	0	0		
N20	(t CO2eq/anno)	20.270,9	20.323,6	15.929,35	
	(t/anno)	65,39	65,56	51,39	
Gas fluorurati ad	(t	124,20	0	380,929	
effetto serra	CO2eq/anno)		_	,	
HFC	(t/anno)	0,087*	0	0,19	
PFC	(t/anno)	0	0	0	
SF6	(kg/anno)	0,5*	0	5,95	

^(*) Le emissioni di HFC e SF6 nel 2019 sono dovute agli interventi di manutenzione effettuati su impianti di condizionamento e ad una perdita fisiologica sulla Stazione Gas del GDC.

Tabella 2 - Emissioni gas serra





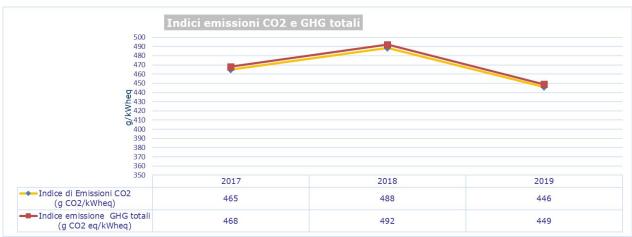


Figura 9 - Indice di emissioni gas ad effetto serra

Si nota globalmente una diminuzione di CO2 emessa. La diminuzione è coerente con il minor consumo di combustibile e con il mix di Combustibili a favore del Gas Naturale. Nel corso del 2019 si sono registrate alcune perdite di altri gas Climalteranti. Una leggera perdita di SF6 fisiologica riscontrata sulla stazione blindata del GDC e un certo numero di perdite di HFC derivanti da un intervento di manutenzione straordinaria effettuato nel corso dell'anno su gran parte degli impianti di condizionamento dello stabilimento con sostituzione di valvole di intercetto e interessamento anche delle parti in pressione che hanno comportato una conseguente necessità di rabbocchi.

Risulta anche in decremento l'indice di emissione pesando in questo caso il mix di combustibili bruciato sul CC3, considerando la minor fornitura di syngas da parte della raffineria.





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) 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);
- 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).

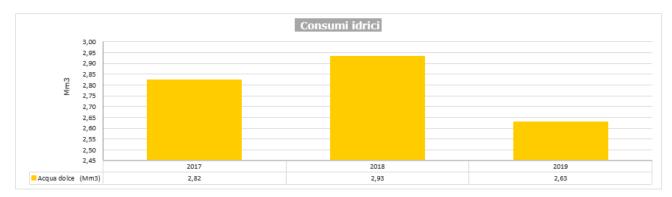


Figura 10 - Consumi idrici





	U.M.	2017	2018	2019
Acqua dolce	(Mm ³)	2,82	2,93	2,63
di cui:				
Acqua dolce da acque superficiali per raffreddamento	(Mm³)	0,178	0,081	0,094
Acqua dolce da acquedotto	(Mm ³)	0,008	0,008	0,006
Acqua dolce prelevata da pozzo	(Mm ³)	0,0	0,0	0
Acqua di falda inquinata trattata da TAF di terzi ed utilizzata nel ciclo produttivo	(Mm³)	0,0	0,0	0,0
Acqua demi/industriale	(Mm ³)	2,637	2,846	2,539
Acqua dolce riutilizzata/riciclata	(Mm ³)	0,0	0,0	0,0

Tabella 3 - Consumi idrici



Figura 11 - Indice di consumi idrici

Si nota un consumo di acqua demi in diminuzione, in linea con i consumi di vapore del sito.

Facendo il rapporto fra vapore utile (Ottenuto come somma di vapore a vendita e vapore NOX) e acqua demi consumata e si ottiene infatti un valore intorno a 0,94 in crescita rispetto al dato del 2018 risultato di 0,92, questo nonostante nel 2019 abbia funzionato il sistema fogging (sistema di umidificazione dell'aria in ingresso alle turbine a gas finalizzata all'incremento di densità e di conseguenza di performance dell'impianto) anche sul gruppo 3 che apporta un certo consumo di acqua demineralizzata. Tale decremento si ritiene sia frutto degli interventi di risparmio idrico effettuati (es. recupero condense) e che sono entrati in servizio nel corso dell'anno.





Si nota un risparmio anche di acqua potabile. Tale risparmio è stato ottenuto grazie ad un intervento effettuato sulla guardia idraulica del serbatoio di stoccaggio dell'acqua demineralizzata. Tale guardia era stata realizzata utilizzando uno stream di acqua potabile.

L'acqua potabile è stata sostituita con acqua, prima inviata a trattamento, derivante dagli assaggi della cabina analisi della acqua demi in ingresso.

I consumi di acqua reintegro torri confermano la riduzione iniziata nel 2018 grazie al recupero in torre degli spurghi continui delle caldaie.





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. Il valore indicato era quindi una stima del reale consumo idrico di EniPower e rimane identico nel biennio 2017-2018. A maggior ragione l'indicatore del consumo idrico totale non veniva calcolato in quanto non è un aspetto ambientale diretto significativo. Nel corso del 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. Si riporta per il primo anno il dato di bilancio ottenendo per i valori di scarico circa la metà di quanto inserito come stima negli anni passati.



Figura 12 - Scarichi idrici

	U.M.	2017	2018	2019
Acque dolci scaricate	(Mm³)	0,350	0,350	0,153
di cui:				
in fogna	(Mm³)	0,350	0,350	0,153
in acque superficiali	(Mm³)	0,000	0,000	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 12 si riporta l'andamento dei consumi di combustibili fossili per lo stabilimento di Ferrera Erbognone. Si nota un andamento in diminuzione coerente con la diminuzione di energia elettrica e termica. Il mix di combustibile si sposta a favore del metano data la minore fornitura di Syngas dalla Raffineria.

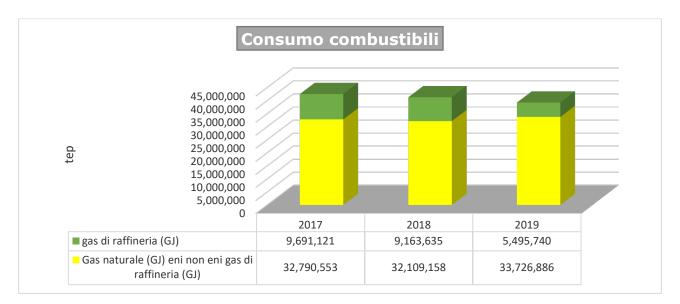


Figura 13 - Consumo di combustibili

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.





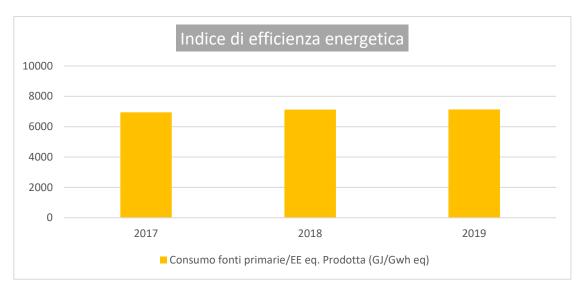


Figura 14 - Indice di efficienza energetica

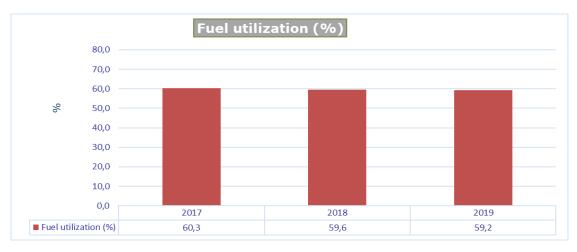


Figura 15 - Fuel utilization





100.00 Rendimento exergetico

80.00

60.00

40.00

20.00

2017

2018

Rendimento exergetico

80.00

51.62

50.53

50.45

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

Figura 16 - Rendimento exergetico

Il rendimento degli impianti è allineato a quello dello scorso anno e al normale invecchiamento delle macchine.

In particolare il gruppo 1 ha eseguito durante l'anno una fermata major.

Le altre due macchine hanno invece eseguito delle fermate minor.

Il rendimento si mantiene stabile, nonostante l'invecchiamento delle macchine, anche grazie agli altri interventi di efficentamento energetico effettuati che consentono una riduzione degli atuoconsumi di centrale.

Da un punto di vista degli usi interni di energia si conferma nel 2019 una diminuzione della percentuale dei consumi interni per uso termoelettrico ed un aumento della percentuale di energia utilizzata per il Cooling. La riduzione per usi termoelettrici è da ricercare nel consolidamento degli interventi di efficientamento in particolare sulle pompe alimento (inverter) e sulle pompe di estrazione del condensato.

Il consolidamento degli interventi di efficientamento è anche confermato dal minor consumo in assoluto di energia primaria auto consumata.

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.





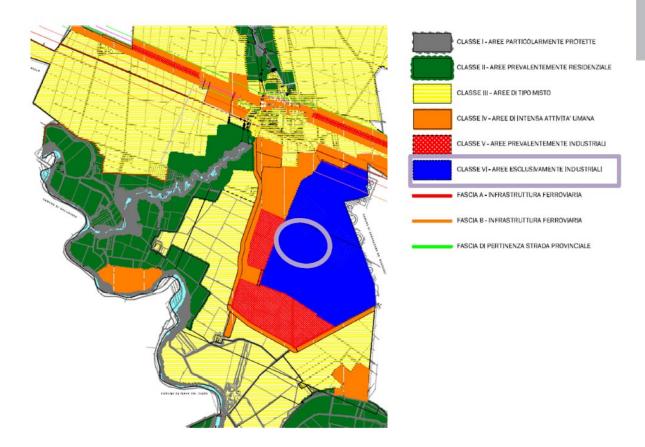


Figura 17 - Estratto della Zonizzazione Acustica del Comune di Ferrera Erbognone

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	Tempi di riferimento		
territorio	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	Tempi di riferimento			
del territorio	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 18 - 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	Classi di destinazione	Limite assoluto di immissione		Limite differenziale di immissione	
misura	d'uso del territorio	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
R10	III	60	50	5	3
R11	IV	65	55	5	3

Tabella 7 – Valori limite assoluti di immissione

Punto di	Classi di destinazione	Limite di emissione		
misura	d'uso del territorio	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	Rumore ambientale	Limite ass immiss		
misura	Misurato		Diurno	Verifica
	Leq [dB(A)]	Classe	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

	Rumore ambientale	Limite ass		
Punto di misura	Misurato		Notturno	Verifica
	Leq [dB(A)]	Classe	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.

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

- 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 comunque l'effettuazione di campagne del rumore ogni quattro anni.







Centrale di Ravenna

Aggiornamento anno 2020







Sommario

Descrizione della centrale	1
Interventi impiantistici	3
Principali accadimenti ambientali	4
Inquadramento autorizzativo	5
Produzione	6
Aspetti ambientali	9
Emissioni in atmosfera	11
Impiego di risorse naturali ed energetiche	16
Consumo di combustibili ed efficienza energetica	22
Energia da fonti rinnovabili	25
Rumore	25





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 che utilizza gruppi turbogas in ciclo combinato e come riserva fredda una caldaia tradizionale a combustione tutti alimentati a gas naturale;
- una rete di distribuzione vapore;
- una rete di distribuzione elettrica.

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)¹.

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.

eni

RIF

¹ Società fornitrice dei servizi industriali e della produzione e della distribuzione delle utilities alle aziende del distretto industriale di Ravenna.

Nella seguente immagine è riportato il bilancio di massa ed energia della centrale di Ravenna dell'anno 2019.

Combustibili fossili

Gas naturale: 33.633.253 GJ

Gasolio: 2224 kg

Vapore Totale 1.341.058 ton

Additivi/Chemicals 1.379 ton

Risorse idriche

Prelievi acque dolci: 4,3Mm³ Prelievi acque mare: 58,4Mm³

Energia elettrica 4.445.254 MWhe

Energia termica 305.248 MWheq

Emissioni GHG dirette

CO₂: 1.867.207t CH₄: 1014t CO₂ eq N₂O: 9.594t CO₂eq

(HFC+PFC+SF₆): 593t CO₂eq

Emissioni

NO_x: 671t NO_x CO: 29t

Scarichi

Acqua mare: 58Mm³

Acque dolci scaricate: 0,17Mm³

Rifiuti

Non pericolosi: 1966t Pericolosi: 177t





Interventi impiantistici

Nel corso del 2019 sono stati realizzati i seguenti interventi impiantistici:

Progetto di revamping del sistema elettrico MT/BT della CTE

Nei primi mesi del 2019 è stata completata la parte di progetto di revamping con la dismissione definitiva e alienazione di tutti i trasformatori non più operativi. Inoltre nel corso dell'anno è stato anche completato il progetto di adeguamento e ammodernamento delle vasche di contenimento dei trasformatori rimasti in servizio.

Installazione degli inverter sulle pompe alimento caldaia CC1 e CC2

Il progetto è stato completo a fine anno 2018 e nell'anno 2019 si sono consuntivati i primi risparmi energetici del progetto.

• Migliorie impiantistiche in ambito ambientale

Nel corso dell'anno 2019 sono state realizzate le seguenti attività di migliorie impiantistiche aventi riflessi ambientali (alcuni in corso che vedono il completamento nel 2020):

- Adeguamento delle aree stoccaggio chemicals con costruzione di bacini contenimento nei punti parcheggio delle autobotti durante le operazioni di scarico dei prodotti.
- Ristrutturazione aste fognarie meteoriche dell'area Sud della CTE isola 11.
- Ristrutturazione delle canalette meteoriche dell'area Torri di raffreddamento isola 6.
- Progettazione di cabinati fonoassorbenti presso le Stazioni di riduzione vapore della CTE isola 11 (in corso realizzazione per completamento nel 2020).
- Realizzazione di nuovi sistemi di recupero idrico di acqua dai cabinati analisi acque di caldaie GVR1 e GVR2 e dai sistemi di raffreddamento delle pompe del vuoto condensatori TV1 e TV2 (in corso realizzazione per completamento nel 2020).
- Realizzazione di nuovi sistemi di recupero idrico di acqua dall'impianto Fogging TG1 (in corso realizzazione per completamento nel 2020).





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 2019 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.

La gestione del sistema acque di prima pioggia del sito multisocietario è affidata alla società consortile RSI.

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.

• Bonifica dell'amianto presente negli interruttori delle cabine di rete primarie

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 2020-21; Nel corso del 2019 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.

• Certificazione ambientale delle Aziende dell'Ambito Produttivo Omogeneo dell'area chimica ed industriale ravennate

Nel corso del 2019 è avvenuto il conseguimento dell'attestazione EMAS del Distretto Chimico Industriale di Ravenna; 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 16 aziende con la partnership della Camera di Commercio e di Confindustria Ravenna. E' 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 2019 è proseguita la partecipazione di EniPower relativamente al protocollo d'intesa tra la Provincia di Ravenna, il comune di Ravenna, Confindustria Romagna e le aziende dell'area industriale di Ravenna per la gestione della rete privata di monitoraggio della qualità dell'aria.

Il sistema di monitoraggio pubblico è integrato con una rete privata le cui stazioni di rilevamento sono collocate in punti significativi per monitorare le ricadute delle emissioni dell'area industriale di Ravenna. La rete privata – 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 – si interfaccia con la rete di proprietà pubblica gestita da ARPAE.

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. E' stata trasmessa la documentazione per l'istanza di Riesame AIA, alla data odierna la pratica è in fase istruttoria.
- Autorizzazione ad emettere gas serra ai sensi del Regolamento Emission Trading System (ETS) n. 547 approvata con Delibera 106/2018 del 03/10/2018. Inizio della IV fase per l'iter di autorizzazioni relativo alla Direttiva ETS.
- Certificato Prevenzione Incendi n. 12462 (TG501) e 12560 (CC1-CC2): nel 2016 sono stati rilasciati dal Comando Provinciale dei Vigili del Fuoco di Ravenna due Certificati Prevenzione Incendi per gli impianti e le attività dello stabilimento.





Produzione

L'assetto tipico degli impianti tenuto nel 2019 è stato il seguente:

- ciclo combinato 1 (CC1) in marcia;
- ciclo combinato 2 (CC2) in marcia;
- turbogas TG501 in marcia dal lunedì al venerdì in relazione alla richiesta di mercato ed in occasione delle fermate manutentive di CC1 e CC2;
- turbina 20TD300 in marcia dal lunedì al venerdì in relazione alla richiesta di mercato ed in occasione delle fermate manutentive di CC1 e CC2;
- 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.

Il dettaglio dei principali eventi programmati di avviamento/fermate/manutenzioni avvenuti nel 2019 è il seguente:

TG 501 e CTE:

- Il 27 gennaio blocco TD300 per anomalia scheda sensori vibrazioni
- Dal 27 marzo al 27 maggio fermata manutentiva e mantenimento in fermata per opportunità di mercato
- Dal 08 agosto al 25 agosto mantenimento in fermata per opportunità di mercato
- Dal 28 agosto al 29 agosto fermo per anomalia termicoppie di scarico e consequente anomalia di combustione
- Dal 10 settembre al 19 settembre fermo per revisione pompa acqua mare MD 160 (raffreddamento ciclo chiuso)
- Il 21 novembre blocco causa anomalia pantografo sbarra B stazione 132 KV
- Dal 06 novembre al 15 novembre fermo per anomalia valvola di purging CH4 e conseguente anomalia di combustione
- Dal 9 dicembre al 31 dicembre fermo per opportunità di mercato

CC1

- Dal 27 al 28 gennaio fermo per sostituzione S90 e revisione regolatrici alimento MP
- Dal 31 gennaio 2019 al 01 febbraio 2019 fermo per riparazione GVR
- Dal 25 al 26 febbraio 2019 fermo per riparazione modulo 1 GVR
- Il 15 giugno 2019 fermata per manutenzioni varie
- Dal 27 al 30 luglio 2019 fermata per manutenzione GVR + MIS. PORT. 35/20
- Il 26 settembre blocco per anomalia pompa alimento. Ferma TV1 per controlli AEN su anelli eccitatrice TV
- Dal 16 al 29 novembre 2019 fermata minor.





CC2

- Il 4 gennaio blocco in fase di tuning per inserimento lancia gas
- Dal 06 gennaio 2019 al 9 gennaio 2019 fermo per check programmato CC2 a valle primo periodo di esercizio post Major
- Il 12 febbraio blocco in fase di tuning per intervento pressostati antipompaggio
- Il 7 e 8 marzo 2 blocchi per alte accelerazioni
- Fermato gruppo 18 marzo 2019 per prova HOT RESTART riavviato stesso giorno
- Il 3 giugno blocco per alte accelerazioni
- Il 17 e 18 settembre vari blocchi TV2 per problemi regolatrici ammesso
- dal 20 al 21 settembre 2019 fermato per lavori programmati (sost.S90 + LVDT)
- Dal 11 al 15 ottobre 2019 fermata MINOR
- Il 21 novembre in load rejection per anomalia pantografo sbarra B stazione 132 KV
- 24 dicembre fermato gruppo per riparazione attemp. di alta riavviato stesso giorno

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

	2017	2018	2019
Equivalente exergetico dell'energia termica (vapore) (MWheq)	326.134	319.217	305.248
Energia elettrica prodotta (MWh)	4.491.772	4.116.520	4.445.254
Totale	4.817.906	4.435.737	4.750.502

La produzione totale, definita energia elettrica equivalente, viene calcolata sommando all'energia elettrica prodotta dagli alternatori il contenuto energetico del vapore sotto forma di exergia². 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 2019 si segnala un incremento della produzione rispetto all'anno precedente, in linea con le richieste di mercato.

²Exergia: si definisce exergia la quantità di energia elettrica che sarebbe prodotta qualora il vapore distribuito ai clienti fosse utilizzato completamente in turbinaper 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.

eni

RIF

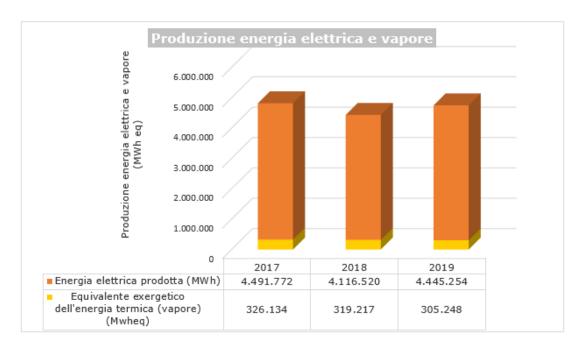


Figura 1 – Produzione di energia elettrica e vapore





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 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 (CO2 e altro)	Mediamente significativo	P2	Effetto serra
Emissioni in atmosfera (NOx, CO, SOx)	Mediamente significativo	P2	Inquinamento atmosferico
Consumo risorse idriche	Non significativo	P1	Impoverimento risorse naturali
Produzione di rifiuti	Non significativo	P1	Inquinamento suolo e falda
Consumi risorse energetiche	Non significativo	P1	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
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	Non significativo	P1	Inquinamento suolo e falda





Emissioni di rumore all'esterno	Non significativo	P1	Inquinamento acustico	
Opportunità	Significatività	Priorità di intervento	Impatto ambientale associato	
Aumentare la percentuale di recupero dei rifiuti pericolosi e non	Non significativo	P1	Inquinamento suolo e falda	
Installazione di una turbina a vapore a contropressione al CC1, che riceve vapore ammesso da HRH (25bar) e scarica vapore BP sulla rete 8bar	Mediamente significativo	P2	Impoverimento risorse naturali	
Nuova caldaia B600	Mediamente significativo	P2	Inquinamento atmosferico	
Nuovi TG Peakers per carichi di picco	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.





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 Para		Limite U.M. autorizz		Concentrazioni misurate nelle emissioni			Media triennale delle	Scostamento % rispetto al limite	
Стирро	metro	on n	ato	2017	2018	2019	ioni nelle emissioni	autorizzato più restrittivo	
TG501	NOx	(mg/Nm³)	75	32,1	22,7	33,65	29,5	-61%	
10301	CO	(mg/Nm³)	30	2,8	3,8	3,27	3,29	-89%	
CC1	NOx	(mg/Nm³)	40	18,2	17,1	18,09	17,8	-56%	
CCI	CO	(mg/Nm³)	20	0,57	0,3	0,50	0,46	-98%	
CC2	NOx	(mg/Nm³)	40	19,1	15,7	21,01	18,6	-54%	
CC2	CO	(mg/Nm³)	20	0,69	0,5	0,95	0,71	-96%	
B400 (il	NOX	(mg/Nm³)	100	-	-	-	-	-	
gruppo è	CO	(mg/Nm³)	100	1	-	-	-	-	
stato fermo	SOX	(mg/Nm³)	35	-	-	-	-	-	
nel periodo in riserva fredda)	PST	(mg/Nm³)	5	1	-	-	-	-	





Nelle seguenti figure è evidenziato il trend generale delle quantità delle emissioni e dei relativi indici. Modesti scostamenti sono dovuti agli assetti tenuti e alle piccole variazioni dei livelli di produzione negli anni.

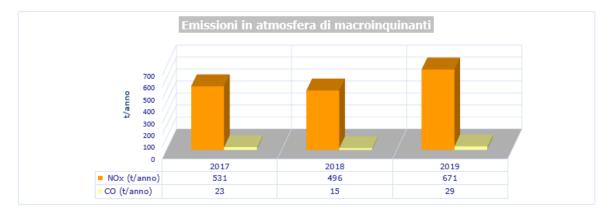


Figura 2 - Quantità emissioni in atmosfera macroinquinanti

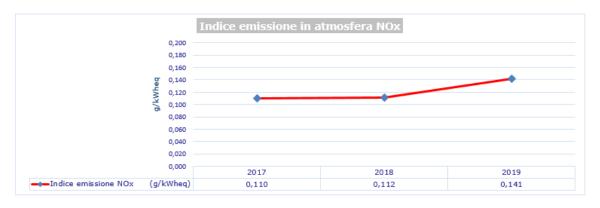


Figura 3 - Indice emissione in atmosfera NOx

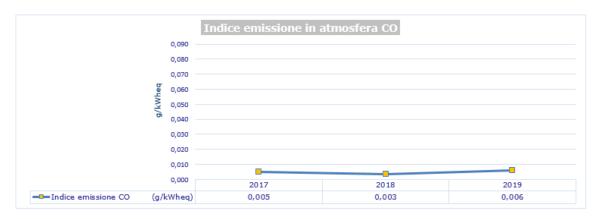


Figura 4 - Indice emissione in atmosfera CO





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 il cui piano di monitoraggio è stato approvato con Delibera ANC n. 106/2018 del 03/10/2018 ed ha inviato all'Autorità Competente l'aggiornamento del piano di monitoraggio secondo il Regolamento n. 601/2013 relativo al periodo di scambio 2013-2020.

Nell'ambito della partecipazione al terzo 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 2019 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 CO₂ 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 CO₂, legata alla produzione di energia elettrica e vapore.

Per l'anno 2019 le emissioni di CO_2 sono state di 1.878.407 tonnellate. Si registra un incremento rispetto al 2018 della quantità totale derivato dalla maggiore produzione, che giustifica il coerente aumendo del CH4 e N2O, infatti si nota un sostanziale mantenimento dell'indice. Le emissioni di SF6 sono dovute a delle perdite registratesi presso le apparecchiature elettriche in sottostazione; il relativo dato è derivante dal quantitativo di gas ricaricato.

	U.M.	2017	2018	2019
Emissioni di GHG Totali	(t CO _{2eq} /anno)	1.830.980	1.719.284	1.878.407
di cui:				
CO ₂	(t/anno)	1.820.084	1.709.384	1.867.207
	(t CO _{2eq} /anno)	960	882	1014
CH ₄	(t/anno)	38	35	41
	(M Sm³/anno)	0	0	0
N ₂ O	(t CO _{2eq} /anno)	9.480	8.836	9594
	(t/anno)	32	30	32
Gas fluorurati ad effetto serra	(t CO _{2eq} /anno)	456	182	593
HFC	(t/anno)	0	0	0
PFC	(t/anno)	0	0	0
SF ₆	(kg/anno)	20	8	26

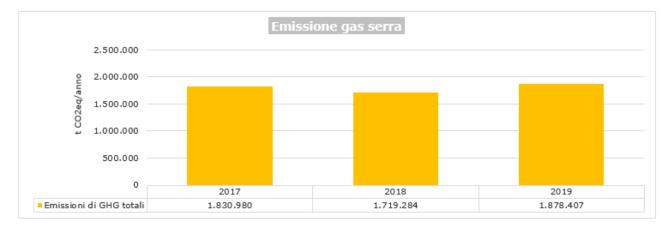


Figura 5 - Quantità emissioni in atmosfera gas serra





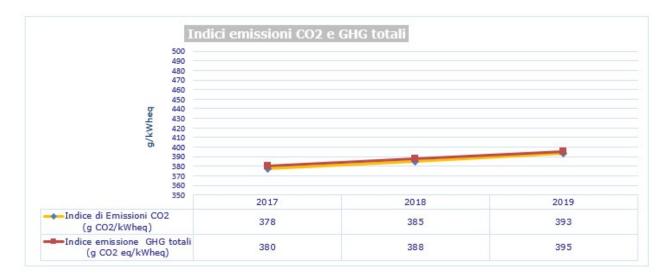


Figura 6 - Indici emissioni in atmosfera gas serra

Per quanto riguarda le emissioni di gas serra, nel 2019 si registra un incremento rispetto al 2018 della quantità totale dovuto alla maggiore produzione. L'indice di emissione specifico mostra un leggero incremento a causa del maggior contributo alla produzione dovuto al gruppo TG501.





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.

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.

Di seguito si riportano i quantitativi totali delle acque utilizzate da EniPower Ravenna. I consumi di acqua dolce nell'anno 2019 sono leggermente aumentati rispetto all'anno precedente dettato da un maggior esercizio delle unità produttive.

Per quanto riguarda l'acqua di mare nel 2019 si è consuntivato un prelievo di acqua di mare notevolmente superiore all'anno precedente dettato dal maggior esercizio del circuito di raffreddamento del condensatore turbina a vapore TD300 – unità TG501 in relazione alle richieste di mercato.

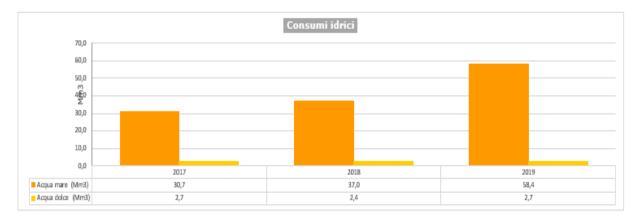


Figura 7 – Consumo acqua (escluse acqua demineralizzata e acqua potabile)





	U.M.	2017	2018	2019
Prelievi acqua dolce/energia prodotta	(m³/kWh _{eq})	0,001	0,001	0,001

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 multi societario 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 consumi di acqua demineralizzata, i cui valori sono in linea con l'anno precedente.

Consumo acqua demineralizzata							
Anno 2017 2018 2019							
Acqua Demineralizzata (mc) 1.499.030 1.503.992 1.557.705							

Figura 8 - Consumi acqua demineralizzata

Nella seguente figura è riportato l'andamento nel triennio del coefficiente di restituzione acqua demineralizzata "Kr"; nel corso dell'anno 2019 i consumi sono risultati leggermente superiori rispetto agli anni precedenti e con un peggioramento dell'efficienza nel suo utilizzo derivato da maggiori periodi di riscaldamento dei collettori della CTE per maggiori richieste di produzione, ne è dimostrazione di ciò l'abbassamento del coefficiente di restituzione acqua demineralizzata "Kr", definito come rapporto della somma dei vapori prodotti e delle condense recuperate con l'acqua demineralizzata consumata, che quindi rappresenta l'indice di efficienza sul consumo di questa materia.

Indice di trasformazione acqua demineralizzata							
Anno 2017 2018 2019							
Indice KR (ton/mc) 93,71 97,24 88,00							

Figura 9 - Kr - Indice di trasformazione dell'acqua demineralizzata





Acqua potabile

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

Consumo acqua potabile							
Anno 2017 2018 2019							
Acqua Potabile (mc) 5.396 8.778 5.635							

Figura 10 - Consumo acqua potabile

Il consumo di acqua potabile è legato ai consumi 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 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 11 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).

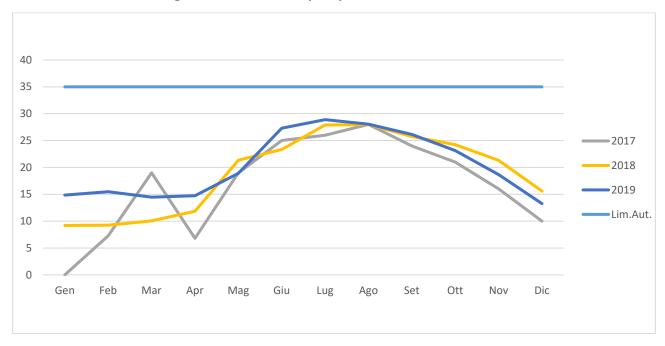


Figura 11 - Temperatura media mensile in °C scarico acqua mare





Scarico acque inorganiche

Gli scarichi di tutte le altre tipologie di acqua sono raccolti nella fognatura interna di stabilimento e quindi collettati nella rete delle acque inorganiche³ del sito multisocietario che ha come punto finale il pozzetto fiscale cointestato P22, tramite 7 pozzetti, due dei quali, EP-06 ed EP-07 destinati esclusivamente alla raccolta di acque piovane; 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 vengono sedimentati i 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 (la cui gestione è della società consortile R.S.I.).

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 2019 sono state eseguite 4 campagne analitiche sui 5 pozzetti fiscali contemplati dal regolamento fognario e sottoposti a controllo periodico delle acque fognarie EniPower, i cui risultati analitici sono stati generalmente conformi alla normativa ed al regolamento di gestione delle reti fognarie: le anomalie, di seguito riassunte, sono state gestite nel rispetto del regolamento fognario stesso (tali specifici eventi non hanno fatto registrare evidenze di superamenti dei limiti di legge sullo scarico finale P22 e quindi in uscita dall'Impianto di trattamento di Herambiente):

- Pozzetto fiscale EP04: non conformità riscontrata nel campionamento periodico di dicembre 2019 con il valore del Rame (pari a 0,13 ± 0,02 mg/l); sebbene leggermente superiore al limine di omologa (0,1 mg/l), risulta anomalo rispetto al trend storico dei valori rilevati negli ultimi tre anni. Si ipotizza pertanto la possibilità di un campionamento puntuale anomalo, legato al poco flussaggio e ad eventuali depositi nel pozzetto stesso. È stata effettuata verifica e analisi puntuale dello scarico dell'acqua torre che non ha rilevato presenza rame, pulizia del pozzetto e rifacimento delle analisi complete del pozzetto. Dall'analisi extra, i valori sono risultati tutti entro i limiti di omologa; pertanto la NC è stata chiusa.
- Pozzetto fiscale EP05: non conformità riscontrata nel campionamento periodico di dicembre 2018. Valore di Azoto totale (TKN+Nitrico+Nitroso) (pari a 29 ± 2,9 mg/l) e Fosforo totale (pari a 2,2 ± 0,33 mg/l) superiori al limite di omologa. Si tratta di valori anomali rispetto al processo e non relazionati ad anomalie di



³ 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.

- impianto/processo o altro. Sono state programmate analisi extra mensili nei mesi di gennaio e febbraio 2019 sino al prossimo campionamento programmato trimestrale di marzo 2019. In tutti questi campionamenti i valori sono stati entro i limiti di omologa. Sulla base delle valutazioni e dei risultati analitici la non conformità è stata chiusa.
- Pozzetto fiscale EP05: non conformità riscontrata nel campionamento periodico di giugno 2019 il valore del pH (pari a 6,8 ± 0,1 mg/l) leggermente inferiore al limite di omologa (6,85 mg/l). Si ipotizza causato da spurghi di acqua demi (avente valore inferiore a quello riscontrato nel campione). Sono state programmate analisi extra sino al prossimo campionamento trimestrale programmato, di settembre 2019. Dalle analisi extra effettuate nei mesi di luglio, agosto e dalle analisi periodiche di settembre 2019, i valori sono risultati tutti entro i limiti di omologa; pertanto la NC è stata chiusa.

Di seguito si riportano i quantitativi di acqua di mare e acqua dolce scaricata per il triennio 2017-2019.



Figura 12 - Scarichi idrici





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 2017-2019.

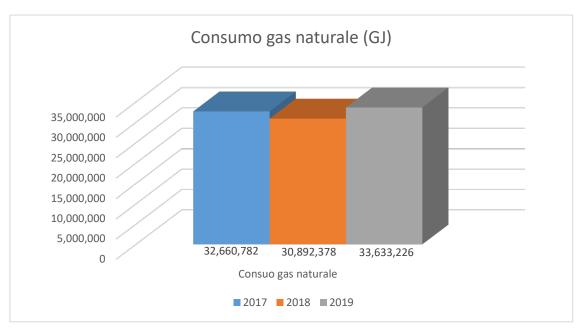


Figura 13 - Dati consumo gas naturale

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.





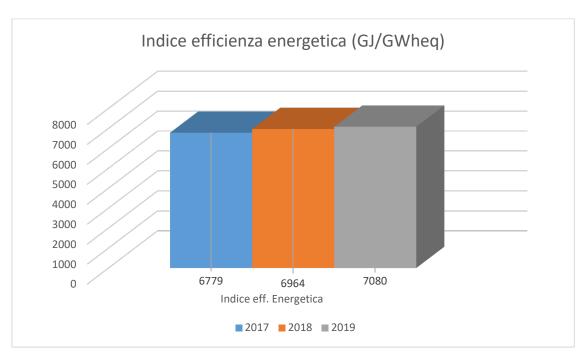


Figura 14 – Indici di efficienza energetica - Consumo fonti primarie/ Energia elettrica equivalente prodotta (tep/Mwheq)*

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





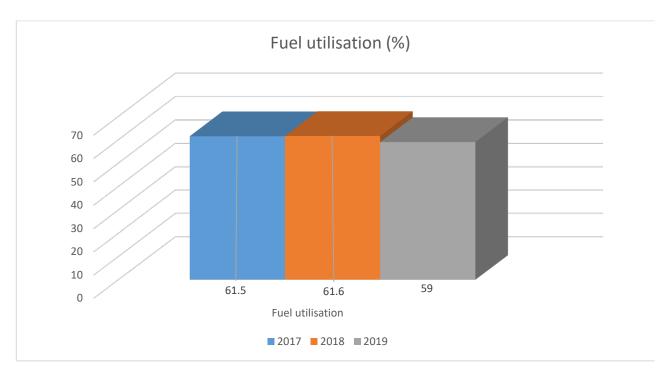


Figura 15 - Indici di efficienza energetica - Fuel utilization (%) **

^(**) 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





Energia da fonti rinnovabili

Gli impianti di produzione fotovoltaico dal 01 luglio 2018 sono stati ceduti da EniPower a Eni New Energy.

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 2019, come previsto dall'AIA, è stata eseguita una verifica di clima acustico sul perimetro EniPower durante la normale attività di impianto, applicando una nuova metodologia definita in accordo con gli Enti di controllo.

La centrale di produzione di energia elettrica è costituita dalle seguenti macro sorgenti di rumore, evidenziate in Figura 16:

- 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 16 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 16 - 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
		R1: 67.6	R1: 67.1	80		Positivo
S1	115,3	R2: 64.2	R2: 68.3	45	70	Positivo
		R3: 64.6	R3: 80.8*	98		Positivo
S2	119,3	R4: 63.9	R4: 62.1	138	70	Positivo
S4	113,4	R5: 60.8	R5: 63.9	160	70	Positivo
S5	94,8	R6: 40.0	R6: 66.7	180	70	Positivo
S6	88,0	R7: 39.2	R7: 55.0	110	70	Positivo

^{*}Il livello di rumore ambientale non trascurabile è dovuto ad una perdita di vapore (non imputabile all'attività Enipower) non intercettabile nel rack posto nelle vicinanze del punto di misura.

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.



