

Dichiarazione Ambientale **2018-2020**



enipower

Dati tecnici aggiornati al 31-12-2017
Emissione del 9 maggio 2018

Dichiarazione Ambientale **2018-2020**

enipower

Dati tecnici aggiornati al 31-12-2017



Introduzione

La presente Dichiarazione Ambientale, redatta in conformità ai Regolamenti dell'Unione Europea EMAS 1221/2009 e che tiene conto delle modifiche introdotte dal nuovo regolamento UE 1505/2017, presenta le performance ambientali del triennio 2015-2017 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 documento sarà aggiornato annualmente secondo quanto previsto dai Regolamenti EMAS CE 1221/2009 ed EMAS 1505/2017.



90-S-Q01/B



Introduzione	5	
Messaggio agli stakeholder	8	
Informazioni per il pubblico	8	
Elenco siti certificati: Certificazione Integrata multisto	9	
Mission e valori di Eni	10	
Gruppo EniPower SpA	11	
La Politica HSE	12	
Le attività di EniPower	13	
	13	La Società e l'assetto organizzativo
Localizzazione delle centrali e della Sede Direzionale	14	
	15	La sostenibilità ambientale
	15	Comunicazione agli stakeholder
	15	Sistema di Gestione HSE
	17	Le attività
	19	Aspetti ambientali
	20	Performance
	21	Formazione
	21	Sicurezza
	21	Emergenze e incidenti
	21	Programma ambientale
Allegati	29	
	29	Centrale di Bolgiano
	45	Centrale di Brindisi
	65	Centrale di Ferrera Erbognone
	79	Centrale di Ravenna

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, che da quest'anno viene realizzata per l'intera organizzazione di EniPower SpA, è redatta in conformità ai Regolamenti EMAS 1221/2009 e tiene conto delle modifiche introdotte dal nuovo Regolamento 1505/2017 dell'Unione Europea e ha lo scopo di rappresentare le performance ambientali raggiunte nel corso del triennio 2015-2017 dalle Centrali EniPower di Bolgiano, Brindisi, Ferrera Erbognone e Ravenna e della Sede Direzionale di San Donato Milanese.

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

L'Amministratore Delegato
Francesco Giunti



Informazioni per il pubblico

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

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

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

EMANUELE DOMINGO - Responsabile Collegamenti per le Relazioni Esterne (CORE)

e Responsabile Ambiente (HSEQ-AMBI) emanuele.domingo@enipower.eni.it

ALESSIA LUONI - Responsabile Coordinamento Sistemi di Gestione (HSEQ-QUAL) alessia.luoni@enipower.eni.it

Elenco siti certificati: Certificazione Integrata multisito

Sito	Indirizzo	Responsabili	Codice di attività
Sede Direzionale di San Donato Milanese	Piazza Vanoni, 1 San Donato Milanese (MI)	Gian Antonio Saggese (Resp. HSEQ) gian.antonio.saggese@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
		Emanuele Domingo (Resp. CORE e HSEQ-AMBI) emanuele.domingo@enipower.eni.it	
		Alessia Luoni (Resp. HSEQ-QUAL) alessia.luoni@enipower.eni.it	
Centrale di Bolgiano	Via Maritano, 24 San Donato Milanese (MI)	Giuseppina Riggio (REST) giuseppina.riggio@enipower.eni.it	- NACE 35.11 Produzione di energia elettrica - NACE 35.30 Fornitura di vapore e aria condizionata
		Andrea Gnoffo (HSEQ) andrea.gnoffo@enipower.eni.it	
Centrale di Brindisi	Via Fermi, 4 Brindisi	Denis Daniele (REST) denis.daniele@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
		Dante Caravaglio (HSEQ) dante.caravaglio@enipower.eni.it	
Centrale di Ferrera Erbognone	Strada della Corradina s.n.c. Ferrera Erbognone (PV)	Fabio Cucinella (REST) fabio.cucinella@enipower.eni.it	- NACE 35.11 Produzione di energia elettrica - NACE 35.30 Fornitura di vapore e aria condizionata
		Vanni Pozzetto (HSEQ) vanni.pozzetto@enipower.eni.it	
Centrale di Ravenna	Via Baiona, 107 Ravenna	Antonio Barrella (REST) antonio.barrella@enipower.eni.it	- NACE 35.11 Produzione di energia elettrica - NACE 35.30 Fornitura di vapore e aria condizionata
		Lamberto Tavacca (HSEQ) lamberto.tavacca@enipower.eni.it	

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 69 Paesi nel mondo con più di 33.000 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.

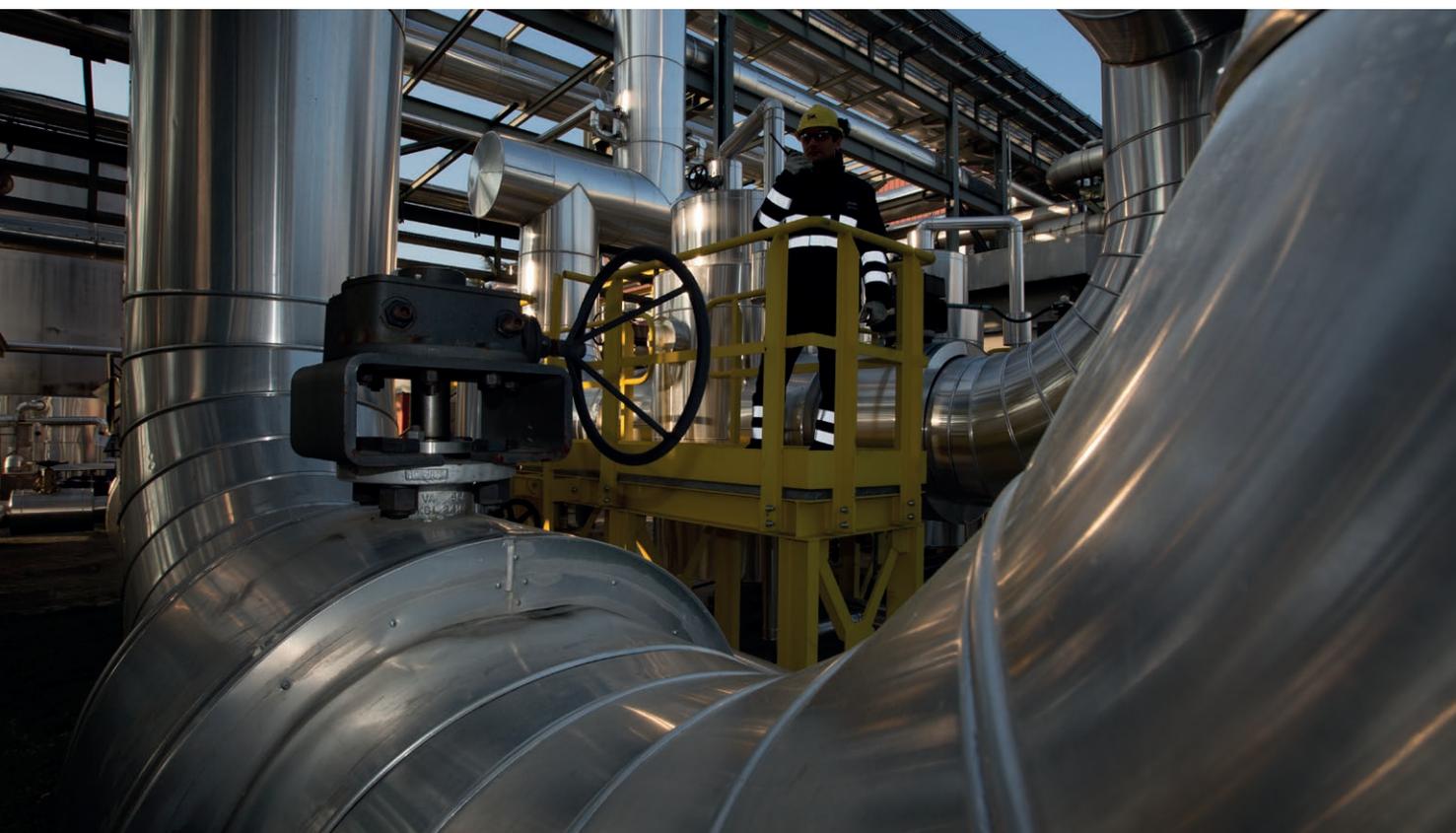
Eni risponde a questa sfida attraverso tre fattori critici di successo, quali:

- 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

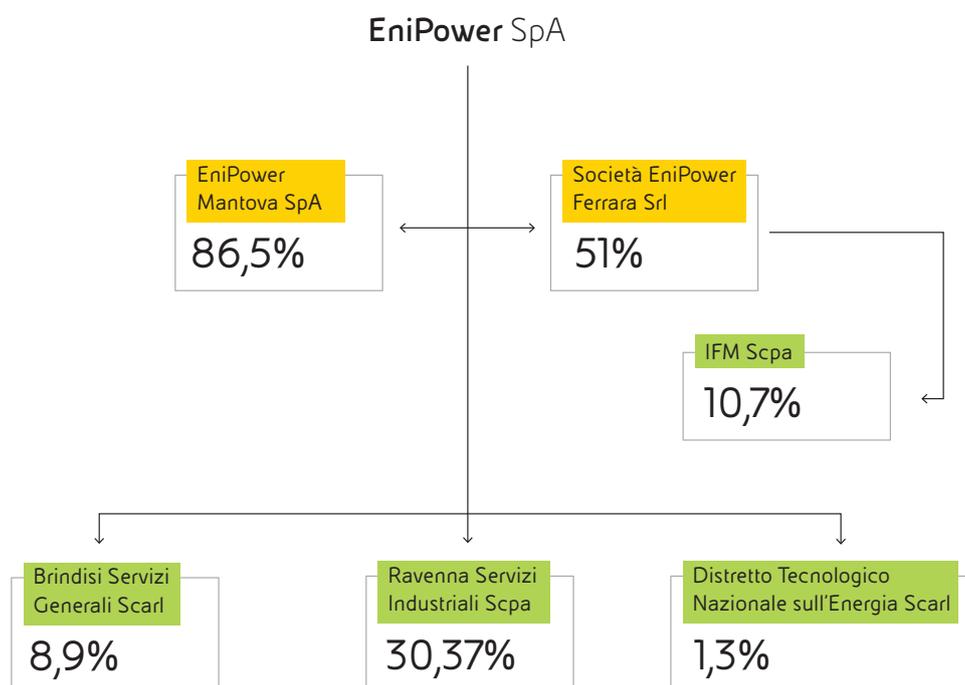
EniPower è una società controllata da Eni al 100%, attiva nel settore della generazione di energia elettrica e di vapore.

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.

Figura 1 - La struttura di EniPower e controllate



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 svolte.





Piazza Vanoni, 1
20099 San Donato Milanese (MI)
Tel. centralino: +39 02520.1
www.enipower.it

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

EniPower 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;
- 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, 10 luglio 2017

Il Presidente e Amministratore Delegato

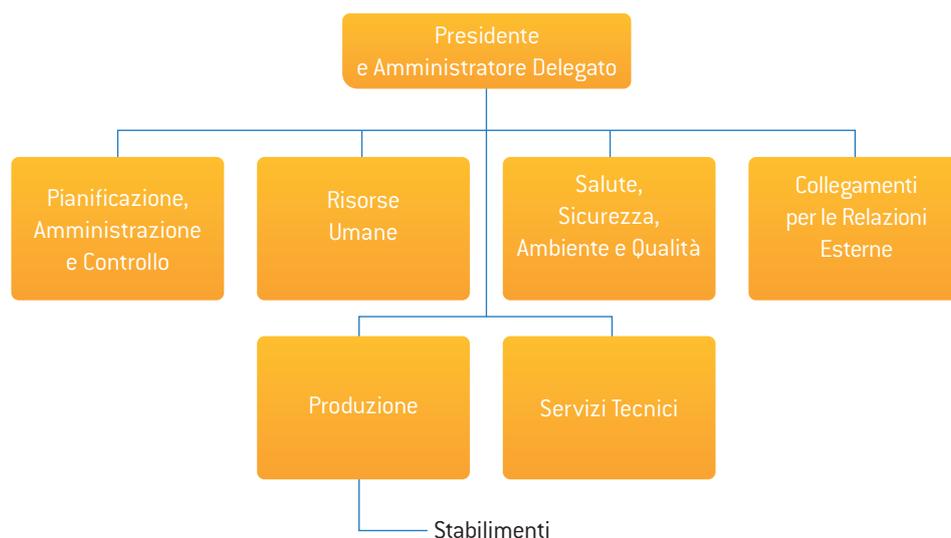
Francesco Giusti

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 Srl (S.E.F. Srl)

Figura 2 - Organigramma della centrale



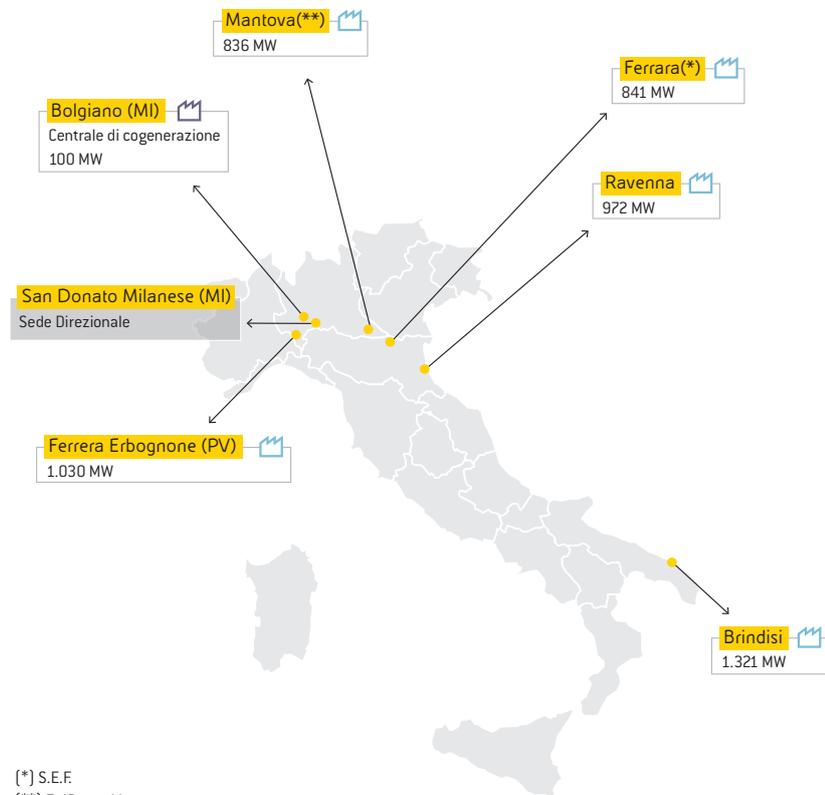
Localizzazione delle centrali e della Sede Direzionale

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 e nove impianti fotovoltaici di potenza totale installata pari a circa 10 MWp.

Nel 2017 EniPower ha operato ancora nell'ambito dell'attività fotovoltaica, gestendo impianti di produzione di energia elettrica con una potenza di picco complessiva di circa 10 MWp. Gli impianti di proprietà e gestione di EniPower sono stati realizzati su superfici non diversamente utilizzabili (discariche, coperture di edifici ed altre strutture esistenti) e assumono quindi una particolare valenza anche in termini di sostenibilità, riqualificando e valorizzando in termini economici aree industriali non altrimenti riutilizzabili.

A dicembre 2017 per questi asset è stato firmato un accordo preliminare di vendita tra EniPower ed Eni New Energy, la società di Eni che si occupa di energia da fonti rinnovabili, che si concluderà nella cessione ad essa del parco fotovoltaico di EniPower entro giugno 2018. Pertanto l'attività relativa al fotovoltaico non è compresa nel campo di applicazione del Sistema di Gestione HSE qui rendicontato.

Figura 3 - Gli impianti EniPower in Italia



(*) S.E.F.
 (**) 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 coinvidate o adiacenti.
- 1 centrale di cogenerazione connessa a rete di teleriscaldamento (Bolgiano).

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	1.321
Ferrera Erbognone	Strada della Corradina s.n.c. Ferrera Erbognone (PV)	1.030
Ravenna	Via Baiona, 107 Ravenna	998,55

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 "1° 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 14001:2004 e OHSAS 18001:2007. Inoltre la struttura organizzativa di Eni SpA titolare del contratto di affitto del 1° 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.

Comunicazione agli stakeholder

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

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

Al fine di attivare processi di ascolto e confronto e sostenere opportunità di partnership innovative, EniPower ha instaurato un modello di relazioni strutturate con le istituzioni (nazionali e locali), le associazioni ambientaliste e le associazioni di settore.

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 ha avviato il processo di 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.

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

Sito	Standard di riferimento
ENIPOWER SPA: Sede Direzionale	BS OHSAS 18001:2007
Centrale di Bolgiano	
Centrale di Brindisi	
Centrale di Ferrera Erbognone	ISO 50001:2011
Centrale di Ravenna	
	ISO 14001:2004
Centrale di Bolgiano	EMAS Reg. CE 1221/09
	ISO 14001:2004
Centrale di Brindisi	EMAS Reg. CE 1221/09
	ISO 14001:2004
Centrale di Ferrera Erbognone	EMAS Reg. CE 1221/09
	ISO 14001:2004
Centrale di Ravenna	EMAS Reg. CE 1221/09

Quest'ultima fase completa quanto già realizzato per il Sistema di Gestione Sicurezza e per il Sistema di Gestione Energia (OHSAS 18001 e ISO 50001) che porta al seguente campo di applicazione:

- 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 teleraffrescamento 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.

Nell'ambito di questo processo, EniPower ha implementato un portale documentale web-based per il SGI HSE (MESHE - Management System of Environment, Safety, Health, Energy). Il sistema permette la condivisione di informazioni e documenti e consente di raccogliere, catalogare, ricercare e consultare tutti i documenti tecnici e normativi prodotti nell'ambito delle attività correlate al SGI HSE.

entrano in camera di combustione e vengono rallentati per permettere l'instaurarsi di un fronte di fiamma stabile. La velocità deve essere comunque superiore a quella di propagazione del fronte di fiamma onde evitare il fenomeno del flashback. Una volta assicurata una temperatura di fiamma tale da limitare la produzione di NO_x , si provvede ad alimentare l'aria secondaria (o di diluizione) per raggiungere la combustione completa del combustibile.

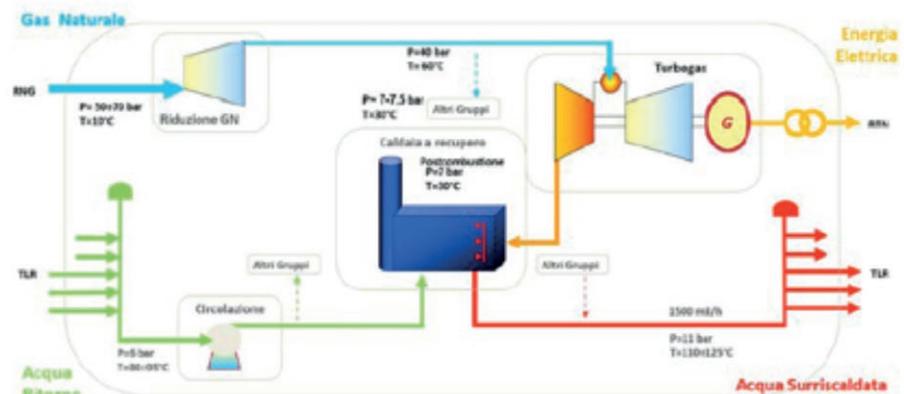
Inoltre, ove tecnicamente possibile, è stato installato un sistema di abbattimento del monossido di carbonio (CO) nei fumi di scarico che utilizza un catalizzatore passivo, al fine di minimizzare le quantità di tale inquinante emesse in atmosfera.

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

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

La centrale è collegata a un metanodotto di Snam Rete Gas e produce energia da gas naturale. Gli assetti di funzionamento sono definiti per produrre esattamente la quantità di calore richiesta dalla rete locale per il riscaldamento invernale o il raffrescamento estivo (principio del carico termico trainante). La produzione dell'energia elettrica associata a questi assetti viene utilizzata per soddisfare la domanda della rete interna. Eventuali differenze, in eccesso o in difetto, tra produzione e domanda interna sono gestite esportando o importando energia elettrica grazie al collegamento con la Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

Figura 5 - Schema di processo (Stabilimento di Bolgiano)



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

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

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

In seguito all'iniezione dell'agente di riduzione, il contenuto di ossidi di azoto viene ridotto in una serie di reazioni chimiche. La soluzione di urea viene scaricata dall'apposito serbatoio per essere quindi trasferita, mediante la pompa d'alimentazione e attraverso l'unità di dosaggio, verso il condotto di miscelazione. Nel condotto di miscelazione la soluzione d'urea viene miscelata ai gas di scarico dando inizio alle reazioni di riduzione degli ossidi di azoto.

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

Aspetti ambientali

A seguito della pubblicazione della versione 2015 dello standard ISO 14001 e dell'allegato I (Analisi Ambientale), II e III del Regolamento EMAS 2017/1505, 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 definire le loro esigenze e aspettative, determinando le relative compliance obligation;
- i rischi e le opportunità correlate agli aspetti ambientali, alle compliance obligation, ai fattori interni ed esterni ed alle esigenze ed aspettative delle parti interessate, considerando una prospettiva di ciclo di vita;
- i criteri per valutare la significatività degli aspetti ambientali, dei rischi e delle opportunità;
- i criteri per la definizione degli obiettivi HSE, la pianificazione delle azioni per il raggiungimento degli stessi (piani annuali e quadriennali HSE), la verifica dell'efficacia delle azioni messe in atto in relazione agli obiettivi prefissati e la rivalutazione dei rischi/opportunità in relazione alla evoluzione del contesto e alle modifiche tecnologiche/organizzative.

Il processo di identificazione degli aspetti ambientali di EniPower ha permesso di:

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

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

Di seguito si riportano gli aspetti ambientali significativi principali delle centrali EniPower, individuati secondo la metodologia descritta nella procedura societaria:

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

Alcuni degli aspetti ambientali sopra elencati, sono soggetti a limiti e prescrizioni normati dall'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 "1° 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 del "Dente A", per un totale di circa 45 postazioni di lavoro.

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 2015-2017, 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 specifici 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.

INDICATORE	U.M.	2015	2016	2017
Produzione				
Energia elettrica prodotta	MWh	15.261.244	16.155.836	16.728.030
Energia termica prodotta da cicli combinati (equivalente exergetico)	MWheq	1.663.808	1.329.046	1.166.587
Energia termica prodotta da centrale di cogenerazione (Bolgiano)	MWht	194.210	218.393	212.094
Consumo di combustibili				
Gas naturale	kSmc	2.789.098	2.978.146	3.047.859
Syngas	kSmc	726.118	768.345	904.192
Gas petrolchimico	kSmc	34.105	42.952	43.559
Consumo specifico di combustibili	GJ/GWh	6.987	6.730	6.688
Consumo di gasolio	kg/GWh	0,055	0,057	0,321
Consumo specifico di acqua dolce	m ³ /GWh	877	644	506
Vapore acquistato	t	1.227.771	1.501.093	726.835
Emissioni di gas a effetto serra				
Emissioni di GHG totali	(t CO ₂ eq/anno)	7.112.610	7.115.501	7.225.767
Fattore di emissione CO ₂ (escluso Bolgiano)	(g CO ₂ /kWheq)	416	403	400
Fattore di emissione GHG totali (escluso Bolgiano)	(g CO ₂ eq/kWheq)	419	406	403
Emissioni di NO _x	t	2.669	2.363	2.253
Fattore di emissione NO _x (escluso Bolgiano)	(gNO _x /kWheq)	0,158	0,135	0,126
Emissioni di SO ₂	t	22,7	27,0	8,7
Fattore di emissione SO _x	(g SO ₂ eq/kWheq)	0,0014	0,0016	0,0005
Emissioni di CO (t/anno)	t	776	418	356
Fattore di emissione CO (g/kWheq)	(g CO/kWheq)	0,045	0,023	0,018
Rifiuti				
Rifiuti pericolosi recuperati sul totale dei conferiti	%	23	21	31
Rifiuti non pericolosi recuperati sul totale dei conferiti	%	20	46	52
Eventi ambientali significativi				
Sversamenti	n.	0	0	1
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	3.093	3.052	1.186

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.

	2015	2015	2017
Totale ore di formazione HSE erogate	3.133	1.730	3.109
di cui ore di formazione Ambiente	856	230	589

Sicurezza

Si riporta di seguito l'andamento dei principali indici infortunistici nel triennio 2015-2017.

Nel corso del 2017 si è verificato un unico infortunio occorso ad un contrattista presso la centrale di Ferrara Erbognone durante le attività di Major Inspection del CC2.

Non si sono registrati infortuni a dipendenti di EniPower.

INFORTUNI SUL LAVORO	U.M.	2015	2015	2017
Infortuni dipendenti	n.	0	1	0
Infortuni contrattisti	n.	0	1	1
Indice di frequenza infortuni totale	(Infortuni/ore lavorate)*10 ⁶	0,00	1,54	0,78
Indice di gravità infortuni totale	(Giorni di assenza/ore lavorate)*10 ³	0,000	0,052	0,122

Emergenze e incidenti

Nel 2017 si è verificato un oil spill a Brindisi da un terminale in fase di bonifica e demolizione, che ha interessato circa 6 m² di terreno. A seguito dell'evento è stata effettuata notifica di potenziale contaminazione ai sensi dell'art. 249 del D.Lgs. 152/06 e la procedura amministrativa si è chiusa a luglio 2017.

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
Implementazione del Portale Documentale MESHE	Media	Miglioramento della condivisione di informazioni e documenti	Realizzazione di un portale documentale web-based per il SGI HSE	Messa online del portale completo di documenti	Completato	Dicembre 2017	Avanzamento 100%

BOLGIANO

Aspetto ambientale/ Rischio/ Opportunità	Priorità	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 m ² di area coperta a 90 m ² per il deposito temporaneo rifiuti	In corso	Dicembre 2020 (attività posticipata poiché l'area interessata dalla demolizione dovrà essere utilizzata anche come nuova area imprese, cosa che risulta prioritaria rispetto al nuovo deposito rifiuti)	15%
Uso e contaminazione del suolo e della falda	Bassa	Prevenzione spill mediante miglioramento dell'area stoccaggio additivi chimici	Ottimizzazione dell'area stoccaggio additivi chimici	Incremento numero dei bacini di contenimento in area stoccaggio additivi chimici	Completato	Dicembre 2017	100%
Amianto	Alta	Eliminazione del rischio di dispersione fibre amianto mediante bonifica amianto tratto T3 allacciamento società sportiva Mattei e T34 rete TLR via Agadir	Bonifica amianto tratto T3 allacciamento Società sportiva Mattei	Eliminazione del rischio di dispersione fibre amianto; quantità smaltita pari al 100% di quella censita	In corso	Dicembre 2019 (l'attività di bonifica è successiva all'attività di posa nuova rete che è attualmente in corso; (le due attività si considerano accomunate)	80%

BOLGIANO

Aspetto ambientale/ Rischio/ Opportunità	Priorità	Opportunità	Intervento previsto	Risultato atteso	Stato	Data completamento	Valutazione della performance
Consumi idrici	Bassa	Riduzione uso risorse idriche mediante recupero acqua da recipienti in pressione	Recupero acqua da recipienti in pressione	Riduzione uso risorse idriche: - minore prelievo di acqua da rete industriale di 400 m ³ /anno - minore scarico acque di processo di 250 m ³ /anno n.b. Valori medi annui su base decennale, poiché legata a periodo di scadenze verifiche PED	Da avviare	Dicembre 2018 (attività posticipata causa revisione priorità di intervento)	0%
	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	Sostituzione di n. 19 contatori idrici	In corso	Settembre 2018 (attività posticipata causa difficoltà di approvvigionamento materiali)	0%
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	Da avviare	Settembre 2018 (attività posticipata causa revisione priorità di intervento)	0%
	Media	Ottimizzazione sistema antighiaccio TG (con controllo igrometrico)	1) Acquisto e installazione strumentazione misura umidità 2) Implementazione sistema di controllo antighiaccio a DCS	Miglioramento parametri di funzionamento antighiaccio TG con recupero potenza prodotta	Da avviare	Dicembre 2019 (attività posticipata causa revisione priorità di intervento)	
Consumo di energia (rettificato obiettivo in quanto non afferente a risparmio di risorsa idrica ma energetica)	Media	Miglioramento dell'efficienza delle rete TLR finalizzato alla riduzione dei consumi di risorsa idrica	Miglioramento dell'efficienza della rete di TLR	Riduzione dissipazioni termiche (per minori dispersioni) ed elettriche (per ridotte perdite fluidodinamiche) in rete. Il vantaggio sarà superiore a 100 tep/anno (circa 1.163 MWh/anno)	In corso	Giugno 2019 (attività posticipata causa revisione priorità di intervento su TLR)	75%

BOLGIANO							
Aspetto ambientale/ Rischio/ Opportunità	Priorità	Opportunità	Intervento previsto	Risultato atteso	Stato	Data completamento	Valutazione della performance
Scarichi idrici	Bassa	Abbattimento temperatura in caso di scarichi a temperature elevate	1) Ingegnerizzazione impianto idraulico e realizzazione 2) Implementazione controllo a DCS	Implementazione sistema di raffreddamento delle acque di processo raccolte nel serbatoio S1P	In corso	1) Giugno 2018 2) Giugno 2019	5%
BRINDISI							
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	In corso di valutazione	2018	0%
Amianto e impatto visivo	Alta	Eliminazione dell'amianto ancora presente negli impianti che hanno cessato l'attività Riduzione dell'impatto visivo della centrale	Demolizione degli impianti GT4, GT5, GT11 e B6	Completa demolizione degli impianti	In corso	2017	0%
Uso e contaminazione del suolo	Media	Eliminazione completa dell'olio combustibile	Bonifica e demolizione delle linee che in passato hanno contenuto olio combustibile	Completa demolizione	In corso	2017	60%
Uso e contaminazione del suolo	Alta	Bonifica dei terreni acquisiti con gli impianti di produzione acqua demineralizzata	Eventuale bonifica dei terreni in seguito alle evidenze delle caratterizzazioni	Assenza di terreni inquinati	Completato	2017/2018	100%
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 nuovo impianto di demineralizzazione a O.I.	Riduzione dei prelievi di acque dolci di 70.000 m ³ /anno	In corso	2018	25%
	Bassa	Riduzione dei prelievi di acqua di mare con diversa tecnologia per la produzione di acqua demi	Realizzazione del nuovo impianto di demineralizzazione a O.I.	Riduzione dei prelievi di acqua di mare di 700.000 m ³ /anno	In corso	2018	50%

BRINDISI

Aspetto ambientale/ Rischio/ Opportunità	Priorità	Opportunità	Intervento previsto	Risultato atteso	Stato	Data completamento	Valutazione della performance
Emissioni in atmosfera	Bassa	Aumentare l'affidabilità delle disponibilità di vapore per lo stabilimento petrolchimico	Realizzazione del collegamento della rete aria strumenti dei cicli combinati all'area 70 (decompressione metano) per intervento in caso di mancanza generale di aria strumenti		In corso	2017	95%
Consumo di energia	Media	Incremento recupero condense	Realizzazione di un sistema di recupero condense dell'area 70		In corso	2018	80%

FERRERA ERBOGNONE

Aspetto ambientale/ Rischio/ Opportunità	Priorità	Opportunità	Intervento previsto	Risultato atteso	Stato	Data completamento	Valutazione della performance
Consumi idrici	Bassa	Consumi idrici: 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	In corso	Ottobre 2017	30%
	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	In corso	Dicembre 2018	40%

FERRERA ERBOGNONE							
Aspetto ambientale/ Rischio/ Opportunità	Priorità	Opportunità	Intervento previsto	Risultato atteso	Stato	Data completamento	Valutazione della performance
Consumo di energia	Media	Ridurre la quantità di energia elettrica utilizzata	Il progetto ha lo scopo di sostituire le lampade utilizzate per l'illuminazione delle strade interne allo stabilimento e dei condensatori con le nuove lampade con tecnologia a LED	Ridurre di 60 Tep la quantità di energia elettrica per l'illuminamento delle aree comuni dello stabilimento	Completato	Dicembre 2017	100%
	Media	Ridurre la quantità di energia elettrica utilizzata	Il progetto ha lo scopo di sostituire le lampade utilizzate per l'illuminazione delle caldaie dei cicli combinati con le nuove lampade con tecnologia a LED	Ridurre di 16 Tep la quantità di energia elettrica per l'illuminamento delle aree comuni dello stabilimento			
	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 MWh il consumo di energia termica necessaria al riscaldamento del gas naturale. Recuperare circa 2 t/h di acqua demi per ciclo combinato	In corso	Dicembre 2018	25%

RAVENNA

Aspetto ambientale/ Rischio/ Opportunità	Priorità	Opportunità	Intervento previsto	Risultato atteso	Stato	Data completamento	Valutazione della performance
	Bassa	Riduzione dei consumi energetici e di emissioni di NO _x , CO ₂ e CO	Revamping sistema elettrico servizi ausiliari di CTE	Riduzione dei consumi energetici e di emissioni di NO _x , CO ₂ e CO. Si stimano: 6.000 h/anno di riscaldamento e quindi minori emissioni di: NO _x = - 3.000 kg/anno [- 0,35 kg/h] CO ₂ = - 500 t/anno [- 60 kg/h] CO = - 350 kg/anno [- 0,04 kg/h] Consumi di gas naturale = - 260.000 Smc/anno [- 30 Smc/h]	In corso	Dicembre 2018 (data finale spostata per varianti progettuali in corso)	40%
Consumo di energia	Bassa	Diminuzione di potenza elettrica autoconsumata per servizi ausiliari	Installazione inverter sulle pompe di alimentazione del GVR1 CC1	L'installazione comporterà una diminuzione di potenza elettrica autoconsumata per servizi ausiliari pari a circa 7.500 MWh/anno, con riduzione di: NO _x = - 846 kg/anno CO ₂ = - 2.771 t/anno CO = - 92 kg/anno Consumi di gas naturale = - 260.000 Smc/anno [- 30 Smc/h]	In corso	Dicembre 2018 (tempi anticipati per ottimizzazione lavori in fermata manutenzione)	75%
	Bassa	Diminuzione di potenza elettrica autoconsumata per servizi ausiliari	Installazione inverter sulle pompe di alimentazione del GVR2 CC2	L'installazione comporterà una diminuzione di potenza elettrica autoconsumata per servizi ausiliari pari a circa 7.500 MWh/anno, con riduzione di: NO _x = - 846 kg/anno CO ₂ = - 2.771 t/anno CO = - 92 kg/anno Consumi di gas naturale = - 260.000 Smc/anno [- 30 Smc/h]	In corso	Dicembre 2018 (tempi anticipati per ottimizzazione lavori in fermata manutenzione)	75%

RAVENNA							
Aspetto ambientale/ Rischio/ Opportunità	Priorità	Opportunità	Intervento previsto	Risultato atteso	Stato	Data completamento	Valutazione della performance
Consumi idrici	Bassa	Diminuzione prelievi idrici	Nuova tubazione raffreddamento condensazione 20E3 da torri CC	L'installazione comporterà una diminuzione dei prelievi dell'acqua di mare del valore attuale di circa 55 Mm ³ /anno fino ad azzerare il prelievo stesso	In corso	Giugno 2019 (data finale spostata per varianti progettuali in corso)	5%

Allegato 1 - Centrale di Bolgiano

Centrale di Bolgiano

31	
31	Descrizione della Centrale
32	Interventi impiantistici
32	Principali accadimenti ambientali
33	Inquadramento autorizzativo
33	Produzione
33	Aspetti ambientali caratterizzanti
35	Emissioni in atmosfera
39	Impiego di risorse naturali ed energetiche
42	Consumo di combustibili ed efficienza energetica
42	Rumore ambientale



Centrale di Bolgiano

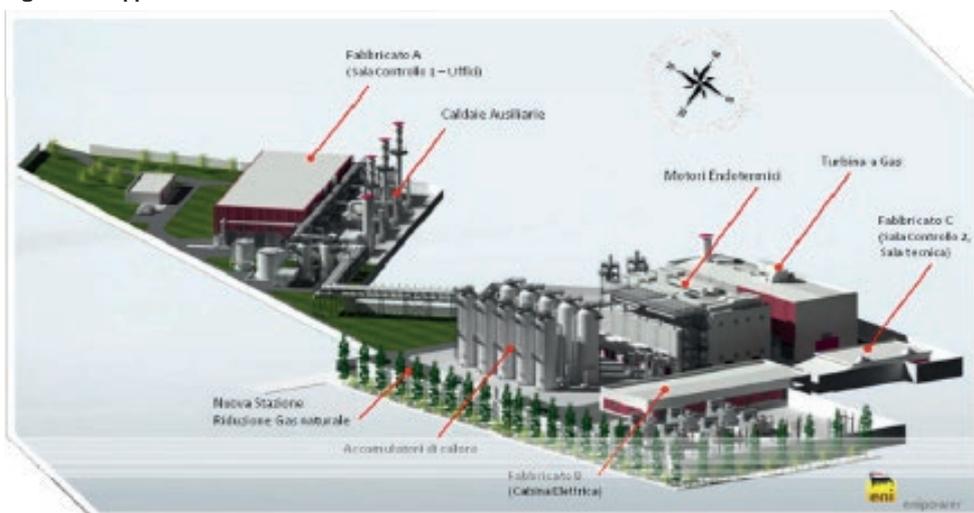
Descrizione della centrale

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:

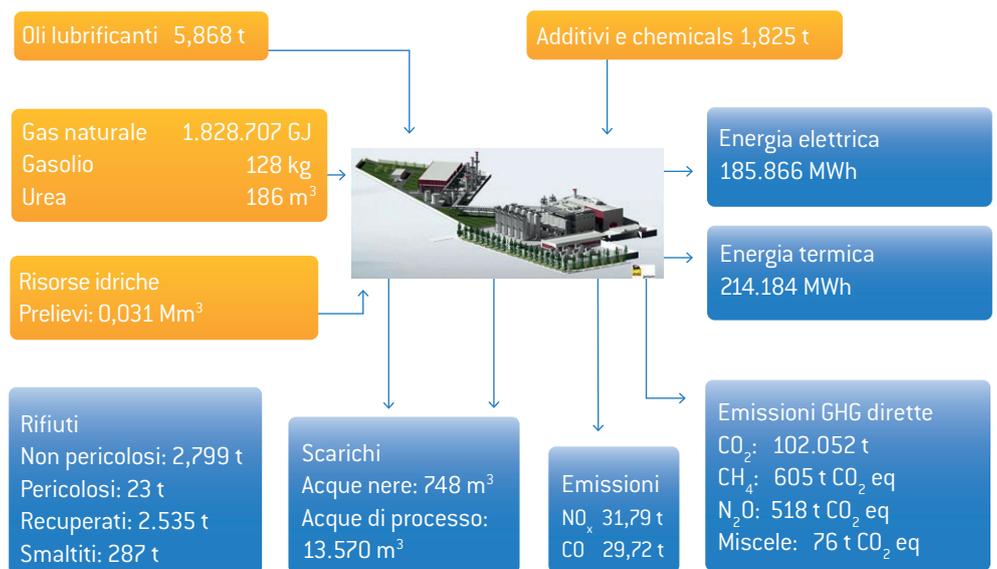
- una turbina a gas a ciclo combinato accoppiata ad una caldaia a recupero con sezione di post combustione;
- due motori a combustione interna a gas, ciascuno accoppiato ad una caldaia a recupero;
- tre caldaie ausiliarie a gas.

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.

A partire dal mese di novembre 2017 è stato avviato il cantiere di ammodernamento della palazzina uffici (fabbricato A). In questi primi due mesi le attività hanno riguardato principalmente le fasi di accantieramento, e per questo motivo non si è ritenuto necessario approfondire tale cambiamento all'interno del presente documento. Una trattazione più dettagliata degli aspetti e degli impatti derivanti da tale cantiere, sarà oggetto della prossima Dichiarazione Ambientale.

Nella seguente immagine è riportato il bilancio di massa ed energia dello stabilimento di Bolgiano dell'anno 2017.

Figura 3 - Bilancio di massa dello stabilimento dell'anno 2017



Interventi impiantistici

Nel corso del 2017 non sono stati realizzati degli interventi impiantistici.

Principali accadimenti ambientali

Dall'anno 2010 è stato condiviso con gli Enti di controllo e subito avviato il piano di rimozione degli Materiali Contendenti Amianto (MCA) censiti presso gli impianti di distribuzione energia termica, acqua calda ed energia elettrica e relativi fabbricati. Il piano di rimozione viene aggiornato annualmente con censimento delle quantità di amianto residue. Lo stato di avanzamento del piano prevede la rimozione entro l'anno 2019 di tutto l'amianto presente.

Inquadramento autorizzativo

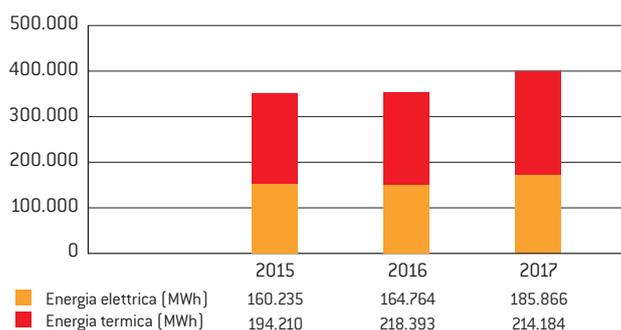
Lo stabilimento di Bolgiano è in possesso delle seguenti autorizzazioni:

- Autorizzazione Integrata Ambientale (nel seguito AIA) rilasciata con Autorizzazione Dirigenziale R.G. n. 5631/2012 del 05/07/2012;
- Autorizzazione n. 150 ad emettere gas serra ai sensi della Direttiva Emission Trading System (ETS). Le quote assegnate per l'anno 2017 sono state approvate con Delibera n. 42 del 13/04/2017;
- CPI generale di stabilimento: attestazione di rinnovo periodico dell'11/10/2013 con scadenza 10/10/2018;
- CPI caldaie ausiliarie prot. n. 0015961 del 22/04/2014;
- CPI stazione di riduzione metano prot. n. 0042717 del 03/11/2014;
- CPI motori endotermici prot. n. 0009341 del 12/03/2015;
- CPI TG e gruppo elettrogeno prot. n. 0047145 del 28/12/2015.

Produzione

Di seguito, sono indicate le produzioni dello stabilimento di Bolgiano, suddivise in energia elettrica ed energia termica per il triennio 2015-2017.

Figura 4 - Produzione di energia elettrica e termica



Nel 2017, a fronte di una quantità pressoché invariata di energia elettrica prelevata dalla RTN ed erogata alle utenze della rete interna di media tensione, si è registrato un aumento del 13% circa di energia elettrica complessivamente prodotta rispetto al 2016, pari ad un aumento del 37% circa dell'energia elettrica immessa in RTN.

L'energia termica prodotta, dopo il lieve aumento registrato nel periodo 2015-2016, nel 2017 è risultata pressoché invariata.

Per contro, nel triennio considerato si è registrato il graduale aumento della quota parte cogenerata dell'energia termica prodotta, indice del fatto che il fabbisogno termico è stato soddisfatto utilizzando sempre più le sezioni cogenerative di turbina a gas e motori endotermici (con relativi scambiatori di calore), a scapito dell'utilizzo delle caldaie ausiliarie non cogenerative.

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 (NO _x , CO, SO _x)	Mediamente significativo	P2	Inquinamento atmosferico
Emissioni di gas climalteranti (CO ₂ e altro)	Mediamente significativo	P2	Effetto serra
Emissioni diffuse e fuggitive in atmosfera	Non significativo	P2	Effetto serra
Scarichi idrici	Non significativo	P1	Inquinamento risorse idriche
Emissioni di rumore all'esterno	Mediamente significativo	P2	Inquinamento acustico
Produzione di rifiuti	Non significativo	P1	Inquinamento suolo e falda
Emissioni odorigene	Non significativo	P1	Inquinamento odorigeno
Impatto visivo	Non significativo	P1	Impatto paesaggistico
Campi elettromagnetici	Non significativo	P1	Inquinamento elettromagnetico
Contaminazione suolo, sottosuolo e falda	Non significativo	P1	Inquinamento suolo e falda
Radiazioni ionizzanti	Non significativo	P1	Inquinamento da radiazioni ionizzanti

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
Campi elettromagnetici	Non significativo	P1	Inquinamento elettromagnetico
Amianto	Non significativo	P1	Rilascio fibre amianto

Opportunità	Significatività	Priorità di intervento	Impatto ambientale associato
Riduzione dei consumi energetici della pompa di reintegro serbatoi mediante modifica alla logica di reintegro TLR	Mediamente significativo	P2	Impoverimento risorse naturali
Ottimizzazione sistema antighiaccio attraverso installazione strumentazione di misura umidità	Mediamente significativo	P2	Impoverimento risorse naturali
Miglioramento 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
Eliminazione rischio dispersione fibre amianto mediante bonifica amianto tratto T3 allacciamento società sportiva Mattei e T34 rete TLR via Agadir	Non significativo	P2	Rilascio fibre amianto

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 di cogenerazione.

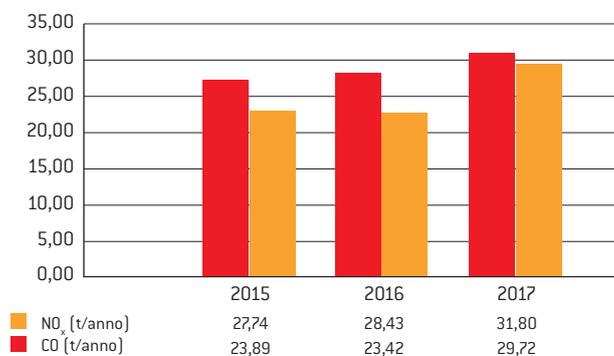
Nella tabella seguente sono riportati i valori della concentrazione media dei macroinquinanti per i vari gruppi produttivi nell'ultimo triennio.

Gruppo	Parametro	U.M.	Limite autorizzato	Concentrazioni misurate nelle emissioni		
				2015	2016	2017
M21 Turbograppo	NO _x	(mg/nm ³)	30	23,8	20,7	19,0
	CO	(mg/nm ³)	50	19,4	19,4	16,4
M22 Motori endotermici	NO _x +NH ₃	(mg/nm ³)	100	42,7	42,9	42,9
	CO	(mg/nm ³)	100	41,4	47,4	43,8
M23 Motori endotermici	NO _x +NH ₃	(mg/nm ³)	100	53,3	50,1	47,0
	CO	(mg/nm ³)	100	49,6	29,2	49,8
M24 Caldaia ausiliaria	NO _x	(mg/nm ³)	120	65,2	58,8	10,3
	CO	(mg/nm ³)	100	7,0	8,0	1
M25 Caldaia ausiliaria	NO _x	(mg/nm ³)	120	66,2	0,0	4,3
	CO	(mg/nm ³)	100	1,6	0,0	0,3
M26 Caldaia ausiliaria	NO _x	(mg/nm ³)	120	76,8	68,0	0
	CO	(mg/nm ³)	100	7,2	11,5	0

Nel grafico seguente sono riportati gli andamenti massici triennali 2015-2017 delle emissioni di CO e NO_x totali di stabilimento.

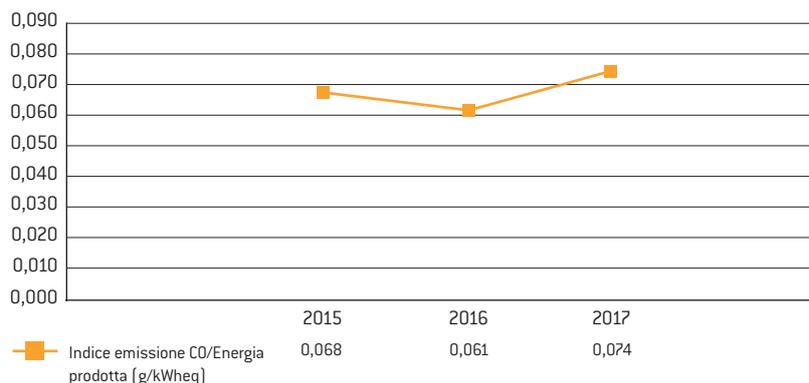
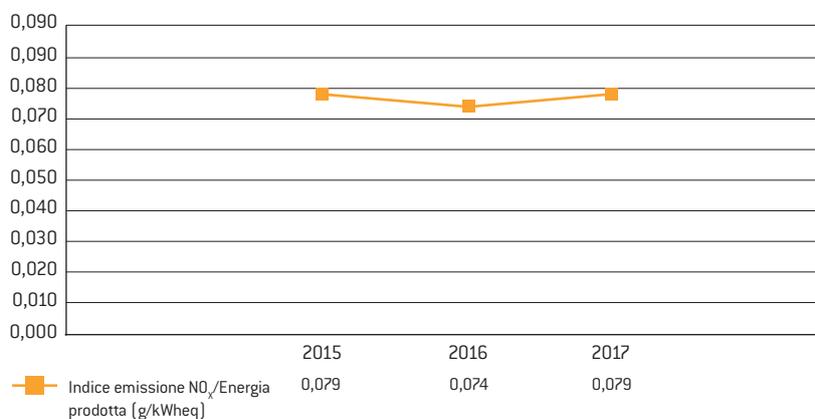
Si evidenzia come l'aumento delle produzioni massiche rispetto agli anni precedenti è riconducibile all'aumento complessivo di energia prodotta.

Figura 5 - Emissioni di CO e NO_x



Nei grafici seguenti sono riportati gli andamenti degli indici di emissione triennali per CO e NO_x. Si evidenzia come gli indici di emissioni specifiche (normalizzati sulla produzione) si sono mantenuti pressoché costanti.

Figura 6 - Emissioni specifiche di CO

Figura 7 - Emissioni specifiche NO_x

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) 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, lo Stabilimento EniPower di Bolgiano nel 2017 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 2017 sono state approvate con Delibera n. 42 del 13/04/2017 e sono pari a 26.394 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.	2015	2016	2017
Emissioni di GHG totali	(t CO ₂ eq/anno)	96.771	97.517	103.252
di cui:				
CO ₂	(t/anno)	95.572	96.520	102.052(*)
CH ₄	(t CO ₂ eq/anno)	644	431	605
N ₂ O	(t CO ₂ eq/anno)	489	492	518
HFC (125)	(t CO ₂ eq/anno)	0(**)	44	0
SF ₆	(t CO ₂ eq/anno)	0	0	0
Miscele(***)	(t CO ₂ eq/anno)	66	30	76

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

(**) Nella Dichiarazione Ambientale 2016 (dati al 31/12/2015) era stato erroneamente riportato il valore del 2014 (123 t CO₂eq/anno).

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

Nei grafici seguenti si riportano i valori massici delle emissioni di GHG e i relativi indici.

Figura 8 - Emissioni totali di CO

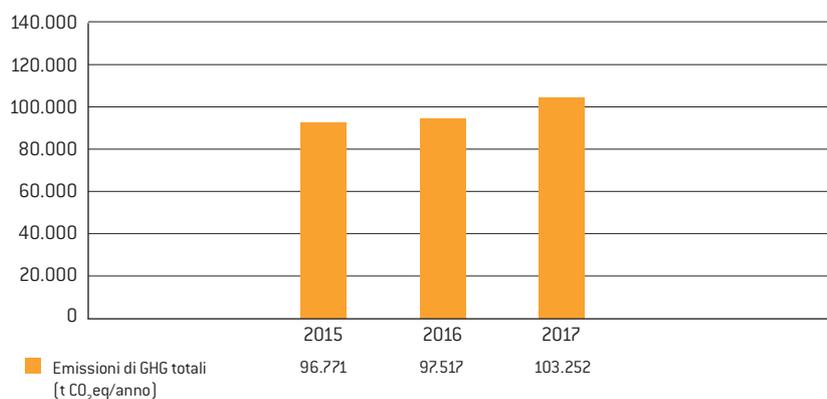
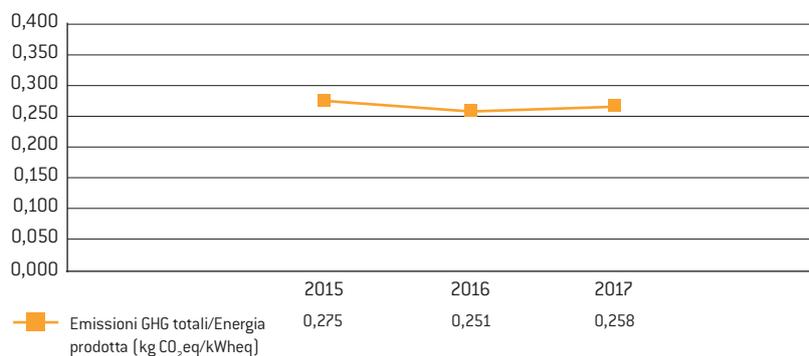


Figura 9 - Indice di emissione GHG totale



Per quanto concerne le emissioni di gas serra, anche in questo caso l'aumento delle produzioni massiche rispetto agli anni precedenti è riconducibile all'aumento complessivo di energia prodotta.

L'indice di emissione specifica (normalizzato sulla produzione) si è mantenuto pressoché costante.

Impiego di risorse naturali ed energetiche

Ciclo dell'acqua

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

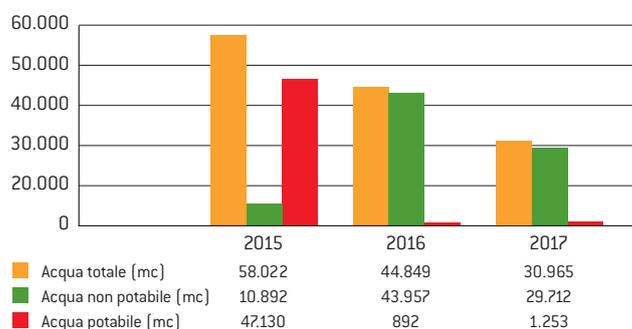
Prelevi idrici

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 10 - 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.

Nel 2017, prosegue il trend di diminuzione dei consumi idrici, dovuto al proseguimento della campagna di sensibilizzazione delle utenze e ad un'ottimale gestione della rete di TLR.

Acqua potabile

Questa tipologia di acqua arriva allo stabilimento, attraverso una rete locale privata di distribuzione. La rete è di proprietà CAP Holding e gestita da Amiacque. L'acqua prelevata dall'acquedotto viene utilizzata per usi civili quali servizi igienici e docce.

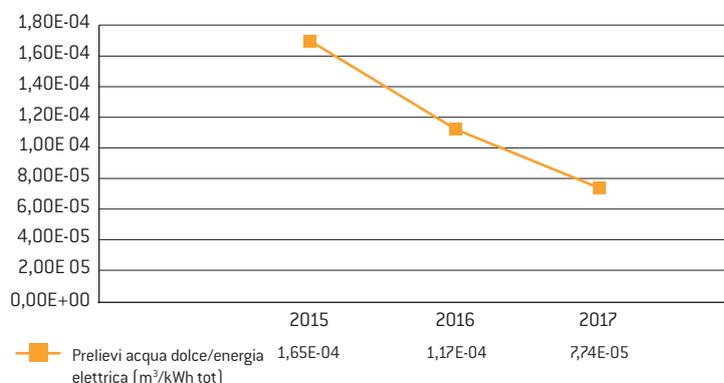
Acqua non potabile

Questa tipologia di acqua arriva allo stabilimento attraverso una rete locale privata di distribuzione alimentata ad acqua di pozzo. I pozzi di emungimento di acqua non potabile sono di proprietà di Eniservizi e affidati in gestione a EniPower. Gli impieghi attualmente previsti all'interno dello stabilimento, sono di seguito elencati:

- antincendio: la rete idrica antincendio a servizio del sito è direttamente alimentata dall'acquedotto acqua non potabile. L'acqua, prelevata dall'acquedotto, viene utilizzata come reintegro di un serbatoio antincendio presente in sito. In caso di necessità, l'acqua viene prelevata dal serbatoio antincendio e smistata ai diversi punti di erogazione;
- demineralizzazione: l'acqua viene prodotta dagli impianti di osmosi presenti all'interno dello stabilimento.

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.

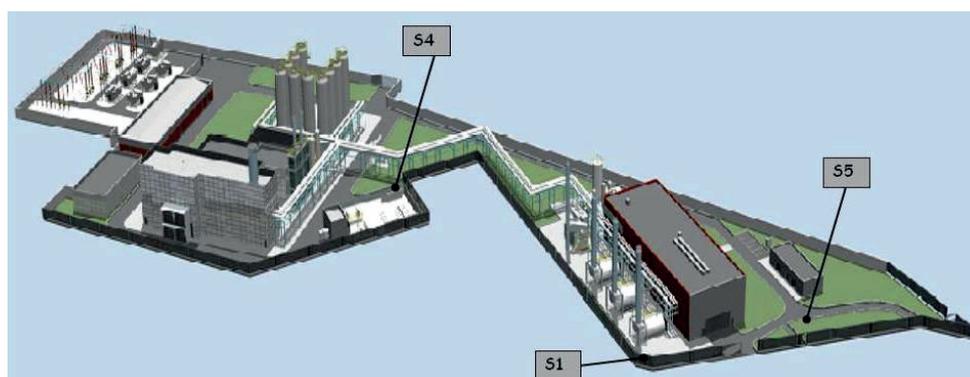
Figura 11 - Indice di consumo acqua



Scarichi idrici

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

Figura 12 - Scarichi idrici di stabilimento



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

- la rete acque meteoriche, in cui confluiscono le acque derivanti dal dilavamento dei piazzali e delle coperture;
- la rete acque di processo, in cui confluiscono:
 - le acque scaricate dall'impianto ad osmosi inversa;
 - le acque derivanti da svuotamenti o drenaggi di recipienti in pressione;
- la rete acque reflue domestiche (o acque nere) in cui confluiscono gli scarichi civili dello stabilimento:
 - servizi igienici fabbricato A, B e C;
 - servizi igienici portineria;
 - vasche disoleatrici.

Durante il corso dell'anno 2015, è stata completata la separazione della rete acque meteoriche da quella delle acque di processo, in ottemperanza a quanto previsto dall'allegato tecnico della AIA di stabilimento.

Questo intervento impiantistico, permette di controllare, in forma distinta, quantità e qualità delle acque di processo (in termini di temperatura e parametri analitici).

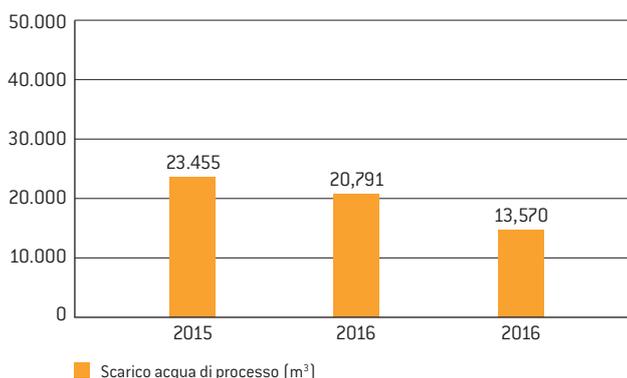
Nell'ultimo triennio, non si sono mai registrati superamenti dei valori limite allo scarico per ognuno dei parametri riportati nel piano di monitoraggio e controllo (vedi allegato tecnico dell'AIA).

Per quanto riguarda le acque reflue domestiche (acque nere), i recapiti finali di questa rete sono due punti denominati S4 (fabbricati B, C e vasche disoleatrici) ed S5 (fabbricato A, portineria e vasche disoleatrici) che, in accordo all'AIA in essere, confluiscono in pubblica fognatura.

Nel grafico seguente è rappresentato il trend per il triennio 2015-2017 dei volumi di acque reflue di processo.

L'ottimizzazione gestionale dei reintegri di acqua demi sulla rete di teleriscaldamento, e quindi la minor richiesta di produzione della stessa, 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.

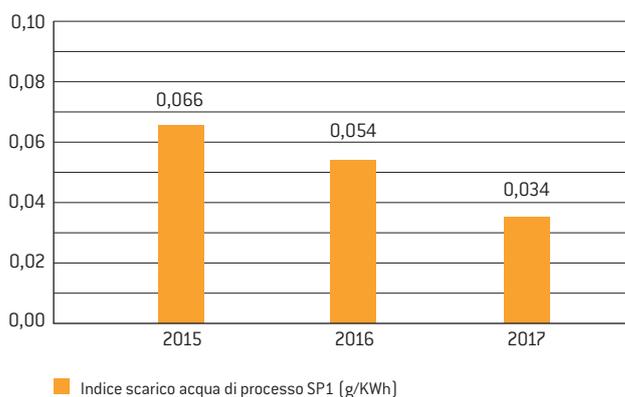
Figura 13 - Scarico acqua di processo S1P(*)



(*) Per il 2015, come indicato nelle precedenti Dichiarazioni Ambientali, questo dato rappresentava il valore del volume per lo scarico S1.

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 14 - Indice di scarico acqua di processo S1P

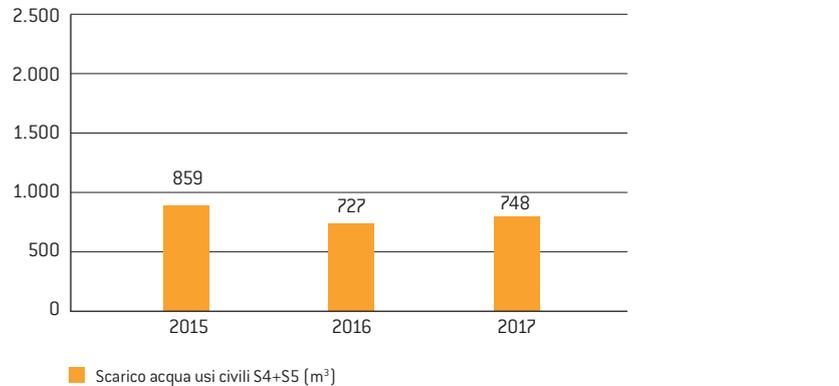


Il trend in diminuzione è in accordo al grafico di Figura 13 e all'aumento crescente delle produzioni energetiche nel triennio 2015-2017.

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

Come si può evincere, gli scarichi delle acque per usi civili non hanno evidenziato sostanziali variazioni nel triennio analizzato.

Figura 15 - 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 a 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.

Nella tabella seguente è riportato il rendimento complessivo di tutti gli impianti utilizzati per produrre l'energia elettrica e l'acqua surriscaldata calcolato al netto degli autoconsumi.

	2015	2016	2017
Rendimento di 1° principio ¹	78,6%	79,6%	78,7%

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.

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.

(1) Rendimento di 1° principio = $\frac{\text{Energia elettrica prodotta} + \text{Energia termica prodotta}}{\text{Energia del gas in ingresso}}$

La valutazione dell'impatto acustico è stata effettuata nei mesi di febbraio e giugno 2015, a centrale in marcia e a centrale ferma; le misurazioni hanno confermato il rispetto dei limiti emissivi: assoluti al perimetro della centrale e differenziali ai recettori sensibili (n. 5 di cui all'elenco sotto):

- P1 - Istituto Policlinico di San Donato Milanese (situato a sud-ovest dello stabilimento);
- P2 - Condominio residenziale sito a nord-ovest, lungo Via Maritano;
- P3 - Parte abitata del complesso di Cascina Monticello;
- P4 - Condominio residenziale (a nord-ovest);
- P5 - Condominio residenziale a nord, lungo via Cupello.

Il rumore residuo è stato rilevato, a centrale ferma, durante un fermo impianto programmato (8-9 giugno 2015); le misurazioni sono proseguite a centrale in marcia (10 giugno 2015), e dalle misurazioni effettuate è emerso quanto segue:

- il limite assoluto di immissione diurno e notturno previsto dalla classificazione acustica comunale è rispettato in tutte le postazioni di misura perimetrali (totale punti n. 23);
- il limite differenziale di immissione sia diurno sia notturno, sui recettori sensibili, è rispettato per tutti (n. 5 punti).

Tabella 1 - Verifica limiti di immissione al confine di centrale [dB(A)]

Postazione	Rumore ambientale misurato [Leq(A)] 10/06/2015	Limiti assoluti di immissione PCA San Donato		Rispetto limite di immissione	
	Periodo diurno	Periodo diurno	Periodo notturno	Periodo diurno	Periodo notturno
C1	51.1	70	60	Si	Si
C2	56.0	70	60	Si	Si
C3[*]	57.0	70	60	Si	Si
C4[*]	58.4	70	60	Si	Si
C5[*]	58.4	70	60	Si	Si
C6[*]	55.8	70	60	Si	Si
C7[*]	54.6	70	60	Si	Si
C8[*]	58.3	70	60	Si	Si
C9	57.2	70	60	Si	Si
C10	52.6	70	60	Si	Si
C11	50.3	70	60	Si	Si
C12	49.5	70	60	Si	Si
C13	47.0	70	60	Si	Si
C14	46.7	70	60	Si	Si
C15	52.3	70	60	Si	Si
C16	52.4	70	60	Si	Si
C17	47.3	70	60	Si	Si
C18	46.6	70	60	Si	Si
C19	45.2	70	60	Si	Si
C20	46.2	70	60	Si	Si
C21	44.8	70	60	Si	Si
C22	45.2	70	60	Si	Si
C23	49.5	70	60	Si	Si

[*] Rilievi eseguiti il giorno 11/07/2015.

Tabella 2 - Calcolo limiti differenziali ai ricettori circostanti [dB(A)]

Postazione	Rumore residuo ambientale misurato (Leq(A)) 08-09/06/2015		Incremento massimo differenziale		Rispetto differenziale	
	Periodo diurno	Periodo notturno	Periodo diurno	Periodo notturno	Periodo diurno	Periodo notturno
	P1	61.0	51.0	+5	+3	66.0
P2	61.0	54.0	+5	+3	66.0	57.0
P3	56.4	48.5	+5	+3	61.4	51.5
P4	62.9	53.7	+5	+3	67.9	56.7
P5	62.4	55.4	+5	+3	67.4	58.4

Tabella 3 - Verifica limiti differenziali ai ricettori circostanti [dB(A)]

Postazione	Rumore ambientale misurato (Leq(A)) 23-24/02/2015		Rumore residuo misurato (Leq(A)) 08-09/06/2015		Rispetto differenziale	
	Periodo diurno	Periodo notturno	Periodo diurno	Periodo notturno	Periodo diurno	Periodo notturno
	P1	62.0	52.4	61.0	51.0	Si
P2	65.6	53.2	61.0	54.0	Si	Si
P3	59.2	49.1	56.4	48.5	Si	Si
P4	65.3	54.4	62.9	53.7	Si	Si
P5	66.9	55.1	62.4	55.4	Si	Si

Ove per differenziale si intende l'aumento del valore del rumore misurato da quando la sorgente disturbante è spenta a quando la sorgente disturbante è attiva.

Allegato 2 - Centrale di Brindisi

Centrale di Brindisi

47	
47	Descrizione della centrale
49	Interventi impiantistici
49	Principali accadimenti ambientali
50	Inquadramento autorizzativo
50	Produzione
51	Aspetti ambientali caratterizzanti
53	Emissioni in atmosfera
56	Impiego di risorse naturali ed energetiche
60	Rumore ambientale
63	Inquinamento del suolo e della falda



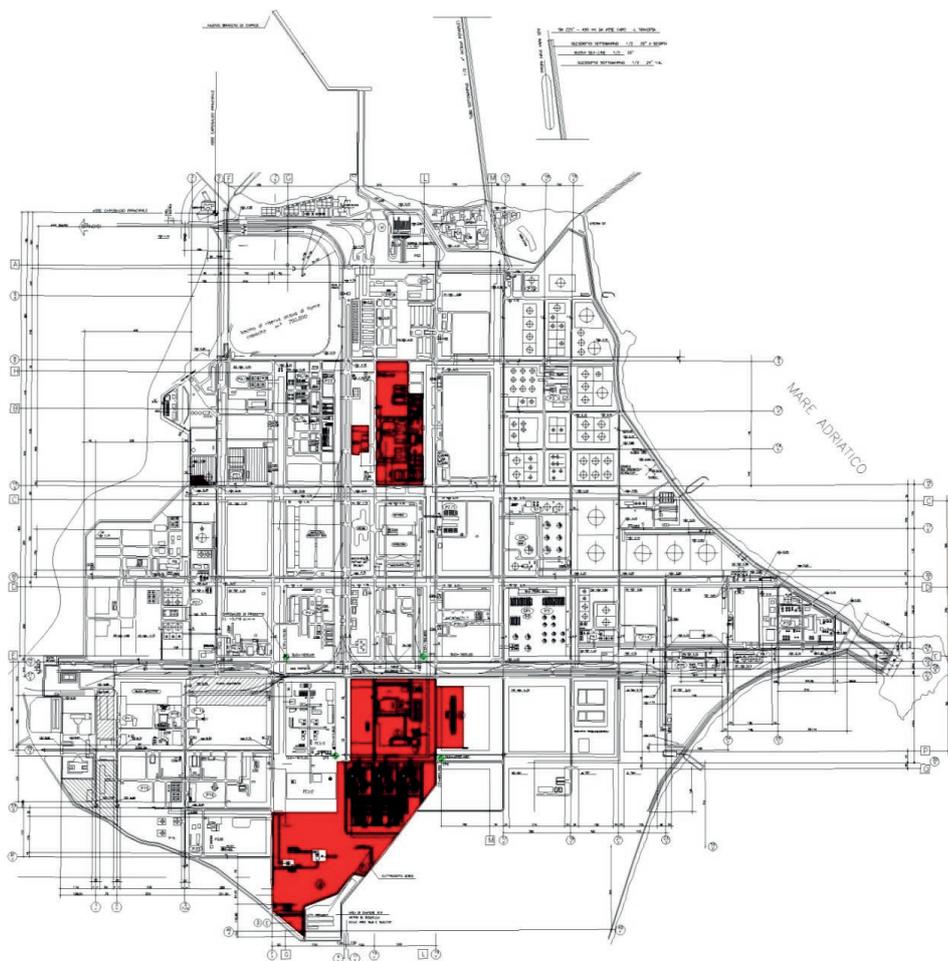
Centrale di Brindisi

Descrizione della centrale

La centrale EniPower è situata nel 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.

Centrale termoelettrica CTE/NORD

Si compone delle seguenti unità:

- gruppi a contropressione GT2-GT3 (turbine a vapore);
- gruppo a condensazione GT1 (turbine a vapore).

La caldaia GT6 è in fase di demolizione e quindi è definitivamente fuori dal ciclo produttivo.

Centrale termoelettrica 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 di acqua demineralizzata per dissalazione termica, alimentato ad acqua di mare;
- impianto di acqua demineralizzata con processo a osmosi inversa, alimentato ad acqua dolce industriale;
- impianto di trattamento delle condense recuperate;
- l'impianto di acqua demineralizzata con resine a scambio ionico è stato demolito nel corso del 2017 per permettere la realizzazione del nuovo impianto di dissalazione a membrane (osmosi inversa e finissaggio ad elettrodialisi inversa) alimentato ad acqua di mare – previsto operativo nel secondo semestre 2018.

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

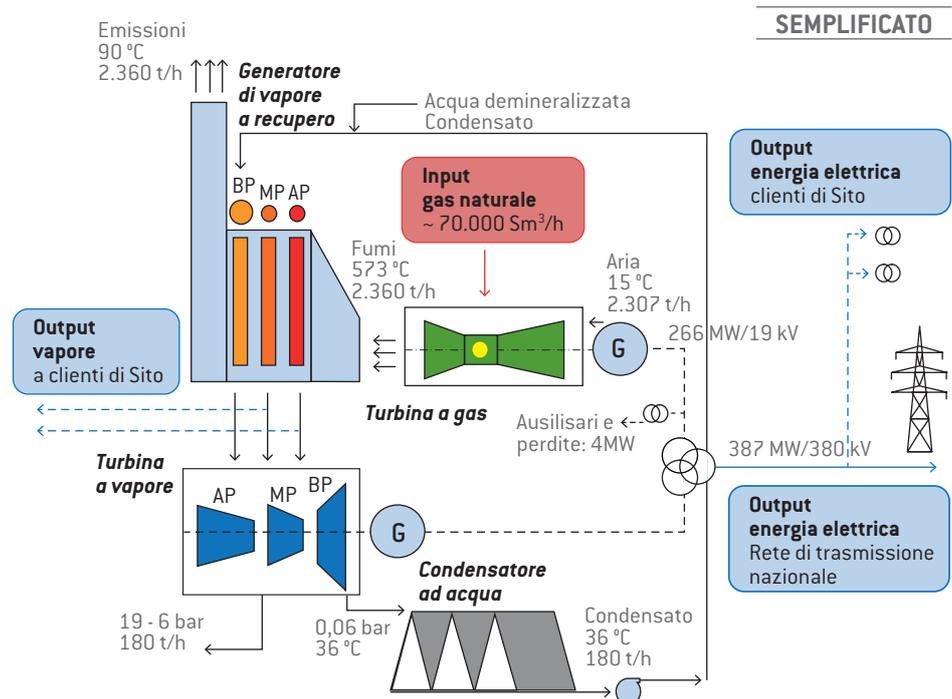
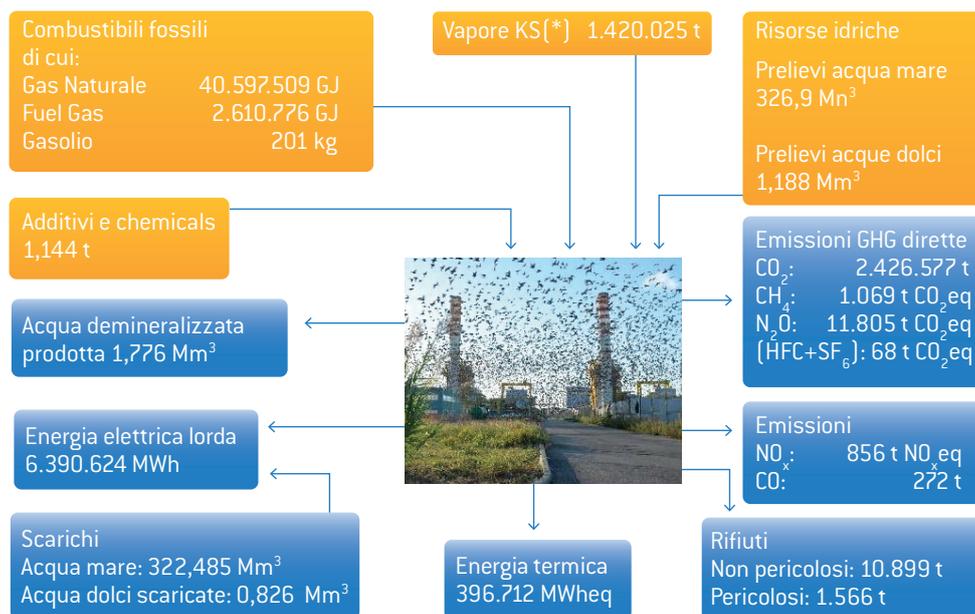


Figura 3 - Bilancio di massa 2017 dello stabilimento di Brindisi



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

Interventi impiantistici

- **Fast start-up**

Insieme di modifiche che consentono la riduzione dei tempi di avviamento del Ciclo Combinato.

- **Nuovi bruciatori CC2**

Bruciatori in fase di sperimentazione industriale, finalizzati alla riduzione delle emissioni di NO_x e all'aumento della flessibilità nella miscela dei combustibili.

- **Demolizione caldaie GT4, GT5 e GT6**

Nel corso del 2017 sono stati completati i lavori di demolizione delle vecchie caldaie.

- **Inizio lavori per nuovo impianto DEMI**

Alla fine del 2017 erano stati completati gli interventi preparatori finalizzati alla realizzazione del nuovo impianto. Al momento della redazione della presente dichiarazione sono in corso i montaggi delle apparecchiature e della strumentazione. Il nuovo impianto consentirà di risparmiare acqua dolce industriale, venendo alimentato esclusivamente ad acqua di mare. Si avrà il duplice beneficio di risparmiare una risorsa naturale pregiata e di incrementare l'efficienza energetica.

Principali accadimenti ambientali

I principali eventi significativi in campo ambientale del periodo sono:

- **Rumore**

Il Comune di Brindisi, con delibera 33/2018 del 01/02/2018, ha avviato il procedimento di revisione della zonizzazione acustica.

- **Procedimenti di bonifica**

Con nota prot. 817 del 15 gennaio 2018, il MATTM ha attestato la chiusura del procedimento suoli per le aree di prima e seconda acquisizione. Con Decreto n° 83 dell'8 marzo 2018, il MATTM ha chiuso il procedimento suoli per l'area SS2 della Centrale Nord.

- **Relazione di riferimento**

È stata presentata nel mese di gennaio 2016 la Relazione di Riferimento (RdR) ai sensi del DM 272/2014.

Dopo la presentazione della RdR, in data 08/11/2016 è stato notificato a EniPower il Parere Istruttorio Conclusivo emesso dalla Commissione Istruttorie AIA del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM), che richiedeva al gestore degli approfondimenti. In data 18/12/2017 lo stabilimento di Brindisi ha trasmesso l'aggiornamento della relazione di riferimento in accordo con gli approfondimenti richiesti.

- **Emissioni in atmosfera**

Con nota 29385 del 19/12/2017, il MATTM ha approvato la prosecuzione delle prove dei nuovi bruciatori. La relazione sugli esiti delle prove già effettuate sul CC2 è stata trasmessa l'11/12/2017.

- **Consumo di risorse idriche**

Il 29/05/2017 è stata approvata la Modifica non Sostanziale dell'AIA per la realizzazione di un nuovo impianto di produzione di acqua demineralizzata da acqua di mare.

Il 30/10/2017 EniPower ha inviato all'A.C. una proposta di azioni gestionali volte a una riduzione dei consumi di acqua di pozzo.

- **Trafilamento Area Stoccaggio**

In data 07 giugno 2017 si è verificato uno sversamento di circa 300 litri di olio combustibile nell'Area Stoccaggio da un tratto di tubazione in fase di demolizione. Successivamente all'evento sono stati immediatamente attivati tutti gli interventi di messa in sicurezza di urgenza allo scopo di evitare la diffusione di prodotto. EniPower ha trasmesso la notifica di potenziale superamento delle CSC ex art. 249 D.Lgs. 152/06. Al fine di verificare il ripristino delle condizioni ambientali, si è proceduto al campionamento e all'analisi di un campione di terreno. Le concentrazioni misurate sono state confrontate con i limiti previsti dalla colonna B, della Tabella 1, Allegato 5 alla parte IV del D.Lgs 152/2006. Le analisi hanno mostrato l'assenza di superamenti delle CSC per i parametri indagati. Visto quanto sopra, in accordo alle disposizioni della normativa di riferimento, avendo provveduto alle necessarie attività di ripristino si è ritenuto concluso, per quanto di competenza, il procedimento attivato. L'avvenuto ripristino è stato autocertificato verso il MATTM con lettera prot. 121 del 5 luglio 2017.

Inquadramento autorizzativo

Lo stabilimento di Brindisi è in possesso delle seguenti autorizzazioni:

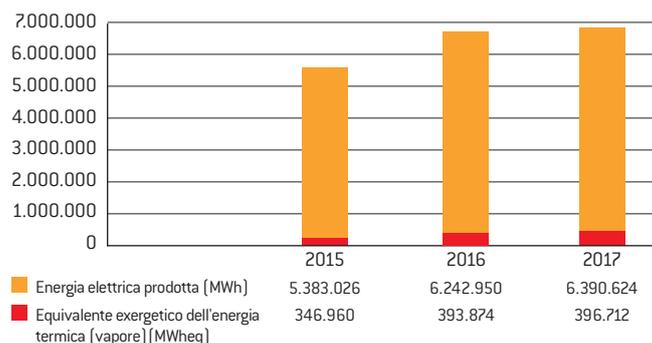
- Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA), rilasciata dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, con Decreto DVA-2014-0000233 del 30/09/2014. L'AIA è stata poi modificata con il Decreto Ministeriale 164 del 4 agosto 2015 per i limiti emissivi del CC2 e del CC3. Successivamente, con nota prot. 12631 del 29 maggio 2017 il Ministero trasmetteva il Parere Istruttorio Conclusivo che modificava l'AIA autorizzando la realizzazione del nuovo impianto di produzione acqua demineralizzata.
- Autorizzazione ad emettere gas serra (GHG) n. 764 del 28/12/2004 ai sensi della Direttiva Emission Trading (ETS).

Produzione

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

La produzione totale lorda, definita energia elettrica equivalente, è stata calcolata sommando all'energia elettrica prodotta dagli alternatori il contenuto energetico del vapore sotto forma di exergia¹.

Figura 4 - Produzione energia elettrica e vapore



[1] Exergia: si definisce exergia la quantità di energia elettrica che sarebbe prodotta qualora il vapore distribuito ai clienti fosse utilizzato completamente in turbina per produrre energia elettrica. Per lo stabilimento di Brindisi il vapore di Bassa Pressione (BP) vale 0,1802 MWhe/t e quello di Media Pressione (MP) 0,249 MWhe/t.

	2015	2016	2017
Vapore BP [t]	761.751	934.031	948.370
Vapore MP [t]	842.133	905.870	906.893

Nel corso del 2017 sono state effettuate le seguenti fermate per manutenzione programmata:

- CC1: dal 6 maggio al 19 giugno 2017;
- CC2: dal 26 febbraio al 17 marzo 2017;
- CC3: dal 5 settembre al 13 settembre 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. Nelle tabelle seguenti si riportano gli aspetti ambientali e le opportunità caratterizzanti le attività dello stabilimento di Brindisi e la 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 (NO _x , SO ₂ , ecc.)	Mediamente significativo	P2	Inquinamento atmosferico
Emissioni di gas climalteranti (CO ₂ e altro)	Mediamente significativo	P2	Effetto serra
Emissioni di rumore all'esterno	Mediamente significativo	P1	Inquinamento acustico
Rifiuti	Non significativo	P1	Inquinamento suolo e falda
Amianto	Non significativo	P1	Rilascio fibre amianto
Consumo risorse energetiche	Mediamente significativo	P2	Impoverimento risorse naturali
Emissioni odorigene	Non significativo	P1	Inquinamento odorigeno
Consumo di suolo	Non significativo	P1	Consumo di suolo
Campi elettromagnetici e radiazioni ionizzanti	Non significativo	P1	Inquinamento elettromagnetico
Impatto visivo	Non significativo	P1	Impatto paesaggistico

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

Opportunità	Significatività	Priorità di intervento	Impatto ambientale associato
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 con inserimento scambiatori sugli spurghi continui di CC1, CC2 e CC3	Mediamente significativo	P2	Impoverimento risorse naturali
Prevenzione degli sversamenti accidentali tramite l'eliminazione del GT 4-6-11 e mediante bonifica dei serbatoi di olio combustibile	Mediamente significativo	P2	Inquinamento suolo e falda
Riduzione dell'inquinamento delle acque di mare mediante esecuzione del Piano di Monitoraggio Marino attraverso la Convenzione con l'ente Provincia	Mediamente significativo	P1	Inquinamento risorse idriche
Installazione di bruciatori a bassa emissione specifica di NO _x sui Cicli Combinati 2 e 3	Significativo	P2	Inquinamento atmosferico
Programma di Energy Saving	Significativo	P2	Effetto serra
Ridurre l'impatto ambientale dei rifiuti generati da attività produttive incrementando la percentuale dei rifiuti recuperati sul totale dei rifiuti recuperabili	Non significativo	P1	Inquinamento suolo e falda
Ottimizzazione dell'uso del suolo mediante demolizione delle strutture in disuso e bonifica dei terreni contaminati	Mediamente significativo	P2	Consumo di suolo

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 macroinquinanti

Le emissioni in atmosfera sono generate dalla combustione del gas naturale ed eventualmente del fuel gas reso disponibile dal petrolchimico nelle unità produttive dell'impianto a ciclo combinato.

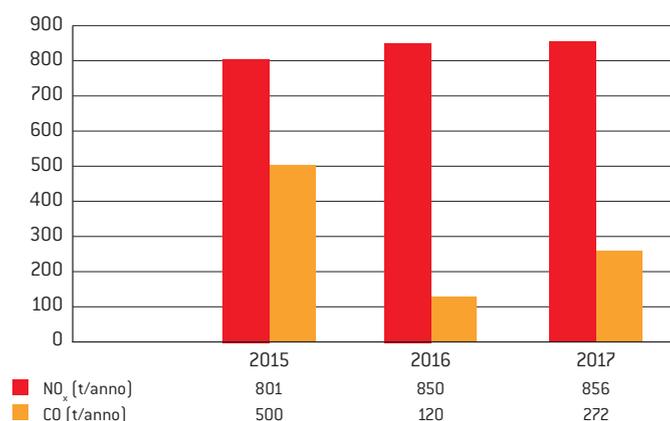
La combustione del fuel gas da petrolchimico comporta un minor impiego di gas naturale, generando quindi un minor consumo di risorse naturali e valorizzando, sotto forma di energia elettrica e vapore, un prodotto secondario del petrolchimico.

Come si evince dalla tabella seguente, che riporta il confronto tra i valori medi annuali delle emissioni nell'ultimo triennio ed il limite autorizzato, le prestazioni del triennio si attestano sempre su valori inferiori ai limiti stessi.

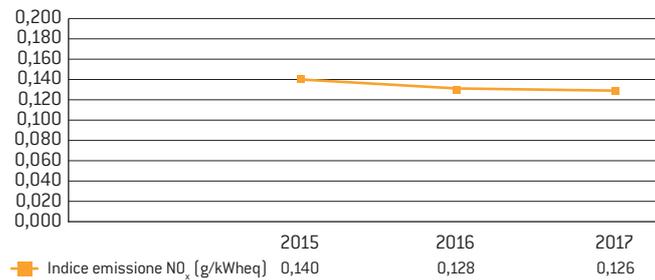
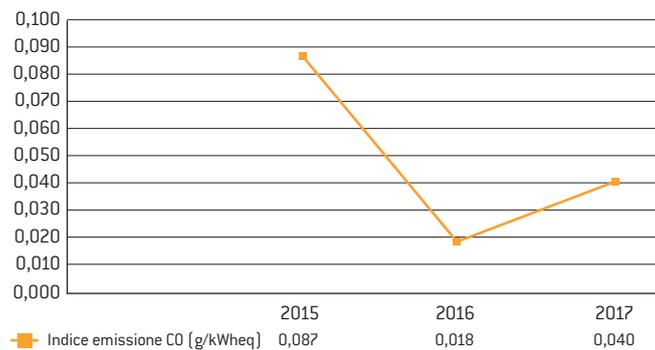
Gruppo	Parametro	U.M.	Limite autorizzato	Concentrazioni misurate nelle emissioni			Media triennale delle concentrazioni nelle emissioni	Scostamento % rispetto al limite autorizzato più restrittivo
				2015	2016	2017		
CC1	NO _x	(mg/nm ³)	30	20,5	22,3	24,97	22,59	-25%
	CO	(mg/nm ³)	30	1,20	0,97	0,52	0,90	-97%
CC2	NO _x	(mg/nm ³)	40	24,3	21,0	19,52	21,62	-46%
	CO	(mg/nm ³)	30	3,36	0,61	0,42	1,46	-95%
CC3	NO _x	(mg/nm ³)	40	28,5	25,5	23,04	25,66	-36%
	CO	(mg/nm ³)	30	1,42	1,28	0,96	1,22	-96%

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 NO_x, calcolate tenendo presenti tutti i flussi di massa comprensivi anche dei transitori².

Figura 5 - Emissioni in atmosfera di macroinquinanti



[2] Le emissioni relative all'anno 2015 sono state aggiornate tenendo conto anche dei transitori, per uniformare il dato a quanto riportato per gli anni successivi.

Figura 6 - Indice di emissione in atmosfera NO_x**Figura 7 - Indice di emissione in atmosfera CO**

Emissioni gas serra

La centrale 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 2017 ha ottenuto, nei tempi previsti, la certificazione delle emissioni dell'anno precedente da parte dell'ente esterno di verifica.

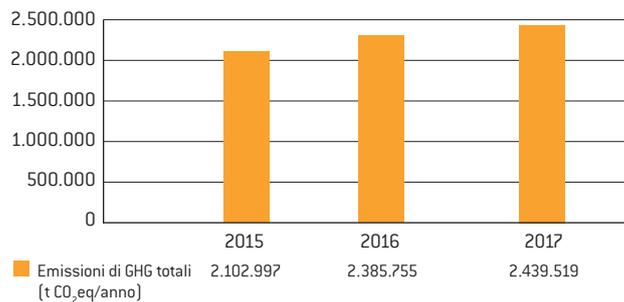
Altre emissioni di gas ad effetto serra, non soggette al regolamento ETS, sono riconducibili alle seguenti sostanze:

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

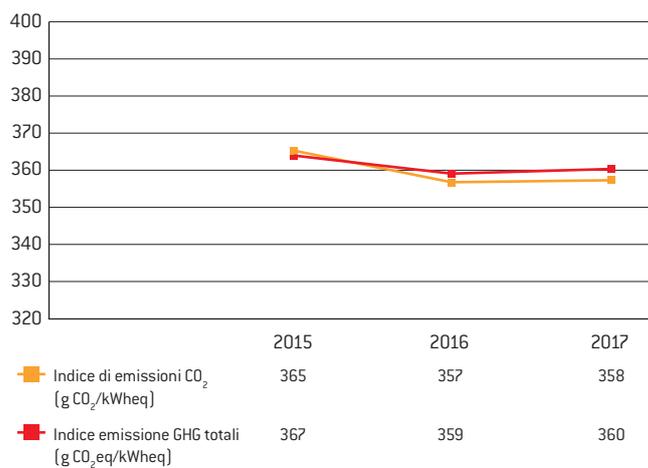
Queste due ultime sostanze possono essere emesse in occasione di perdite o attività di manutenzione sulle apparecchiature che le contengono e non incidono significativamente sulle emissioni complessive della centrale.

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 2017 le emissioni di CO₂ sono state di 2.439.519 tonnellate.

Figura 8 - Emissioni gas serra



	U.M.	2015	2016	2017
Emissioni di GHG totali	(t CO ₂ eq/anno)	2.102.997	2.385.755	2.439.519
di cui:				
CO ₂	(t/anno)	2.091.194	2.371.378	2.426.577
	(t CO ₂ eq/anno)	919	1.048	1.069
CH ₄	(t/anno)	37	42	43
	(M Sm ³ /anno)	0	0	0
N ₂ O	(t CO ₂ eq/anno)	10.403	11.568	11.805
	(t/anno)	34	39	40
Gas fluorurati ad effetto serra	(t CO ₂ eq/anno)	481	1.761	68
HFC	(t/anno)	0	0	0
PFC	(t/anno)	0	0	0
SF ₆	(kg/anno)	28	74	3

Figura 9 - Indici emissioni CO₂ e GHG totali

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

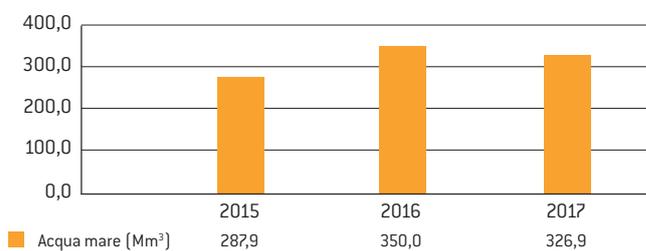
Lo stabilimento utilizza le seguenti tipologie di acqua.

Definizione	Provenienza	Uso
Acqua dolce	Bacino Fiume Grande o pozzi	Raffreddamento
	Cillarese	
	Pozzi	Produzione acqua demi
	Trattamento acque di falda	
Acqua potabile	Acquedotto	Servizi igienici
Acqua di mare	Mare	Raffreddamento

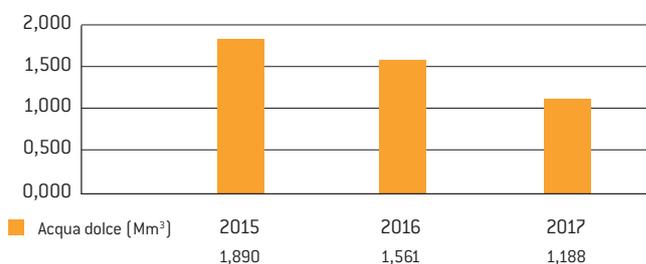
Di seguito si riportano i dati relativi ai consumi idrici, nel triennio 2015-2017.

Figura 10 - Consumi idrici

Consumi di acqua di mare



Consumi di acqua dolce



	U.M.	2015	2016	2017
Acqua mare	Mm ³	287,890	349,995	326,945
Acqua dolce	Mm ³	1,890	1,555	1,188
di cui:				
Acqua dolce da pozzi	Mm ³	0,941	0,466	0,421
Acqua dolce da Cillarese	Mm ³	0,418	0,695	0,521
Acqua di falda trattata da TAF di terzi ed utilizzata nel ciclo	Mm ³	0,025	0,006	0,000
Totale acqua dolce per produzione demi	Mm³	1,384	1,167	0,942
Acqua dolce per raffreddamento	Mm ³	0,489	0,375	0,238
Acqua dolce da acquedotto	Mm ³	0,018	0,013	0,007

La quantità di acqua da TAF recuperata per la produzione di acqua demineralizzata è influenzata dalla disponibilità di acqua emunta e pretrattata nell'impianto gestito da Syndial.

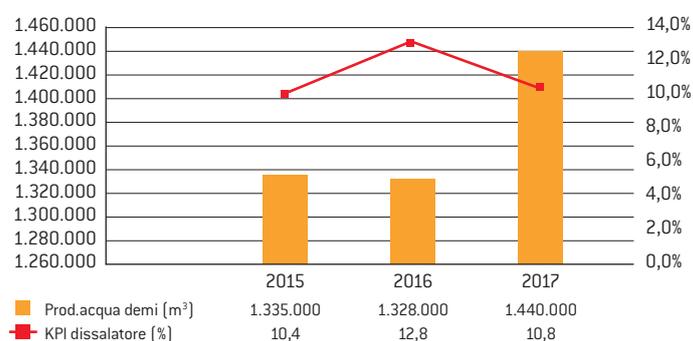
Il minor consumo di acqua dolce per la produzione di acqua demineralizzata avuto fra il 2016 ed il 2017 è stato ottenuto grazie al miglioramento dell'affidabilità del dissalatore termico.

Acqua mare

L'acqua mare viene utilizzata per il raffreddamento delle apparecchiature e per la produzione di acqua demineralizzata. Un maggiore utilizzo di acqua di raffreddamento è generalmente un fattore positivo, in quanto è indice di un maggiore sfruttamento della condensazione del vapore e quindi di maggiore efficienza del ciclo di produzione dell'energia elettrica.

L'uso di acqua mare per la produzione di acqua demineralizzata viene monitorato con un KPI di efficienza del dissalatore, che mette in rapporto la produzione con la quantità di acqua di mare alimentata. L'incremento della produzione del dissalatore è stato raggiunto nella parte finale del 2017 con degli interventi di manutenzione. L'efficienza complessiva, diminuita del 2% rispetto al 2016, risente delle condizioni di sporcamiento delle superfici prima della manutenzione.

Figura 11 - Performance del dissalatore



Scarichi idrici

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

- acque di raffreddamento e meteoriche, sulle quali non è necessario nessun trattamento prima dello scarico in acque superficiali;
- acque potenzialmente 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 a quanto prescritto dall'AIA.

Si riportano di seguito i dati relativi ai quantitativi di acque scaricate nel triennio 2015-2017 e le temperature monitorate ai punti scarico.

	U.M.	2015	2016	2017
Acqua mare scaricata	Mm ³	286,451	346,252	322,485
Acqua dolce scaricata	Mm ³	1,072	1,013	0,826
di cui:				
<i>in fogna</i>	Mm ³	0,584	0,638	0,587
<i>In acque superficiali</i>	Mm ³	0,000	0,000	0,000
<i>In mare</i>	Mm ³	0,488	0,375	0,239

Figura 12 - Scarichi idrici

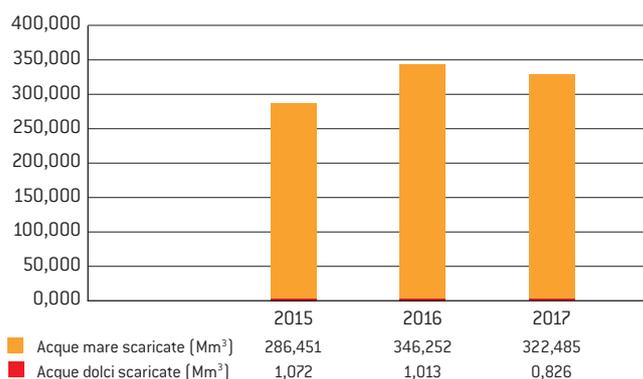
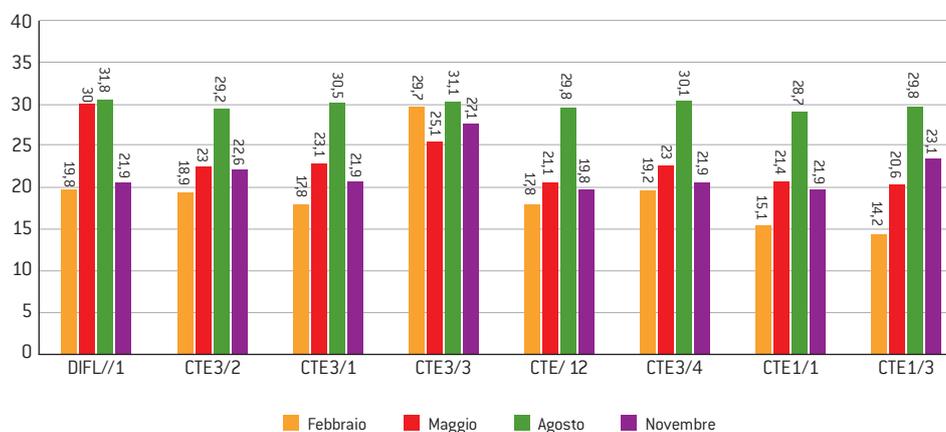


Figura 13 - Scarichi idrici (la temperatura si riferisce agli scarichi di acque di raffreddamento)



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

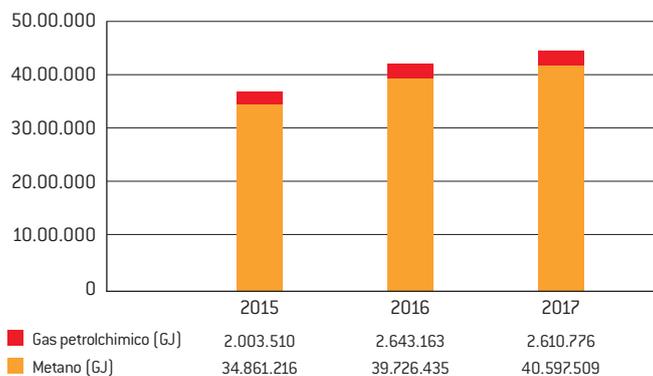


Figura 15 - Indice di efficienza energetica

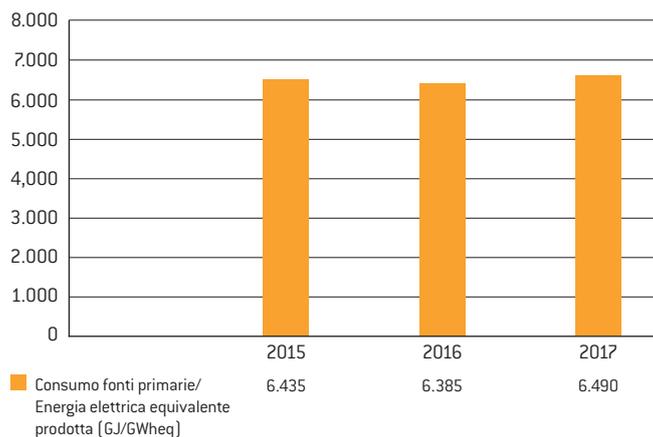
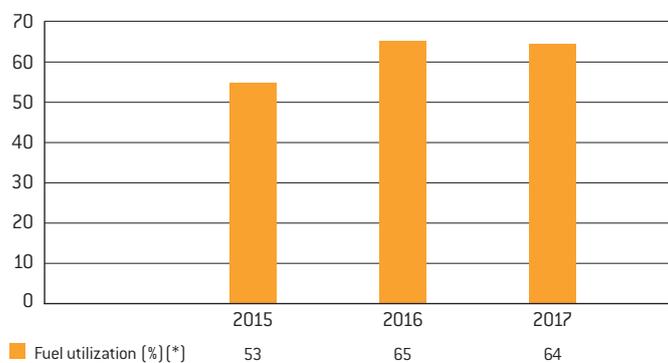


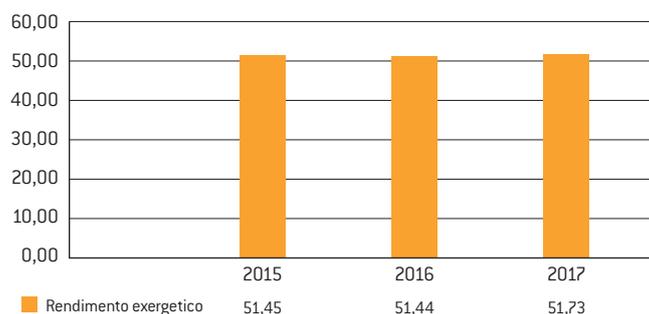
Figura 16 - Fuel utilization³



(*) Si segnala che il dato del fuel utilization presente nella Dichiarazione Ambientale del 2016 era affetto da un errore di stampa.

[3] È un indice che rappresenta il rendimento di primo principio (senza considerare il vapore importato da Versalis).
Fuel utilization = (EE prodotta+vapore prodotto)/(combustibili consumati) (nelle stesse unità di misura).

Figura 17 - Rendimento exergetico⁴

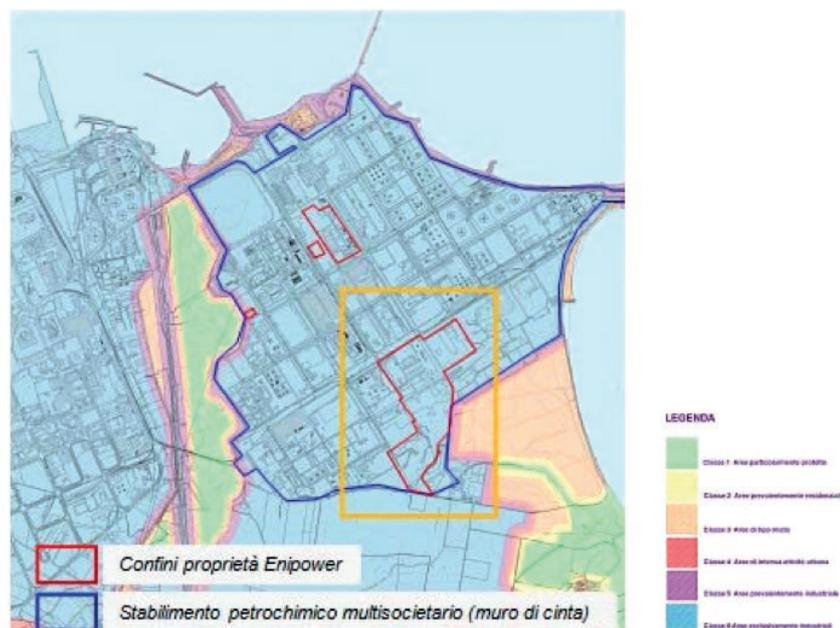


Rumore ambientale

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.

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

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



Punto	Classe	Limite di emissione		Valore misurato	
		Periodo diurno dB (A)	Periodo notturno dB (A)	Diurno L90 dB (A)	Notturmo L90 dB (A)
P1	V	65.0	55.0	48.5	49.2
P2	V	65.0	55.0	48.7	52.0
P3	V	65.0	55.0	48.4	52.7
P4	V	65.0	55.0	48.9	54.7
P5	V	65.0	55.0	50.8	47.8
P6	VI	65.0	65.0	48.1	49.4

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.

Figura 20 - Misure effettuate nel settembre 2016



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

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.

Si rileva che anche 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, collocata in Classe I dalla zonizzazione acustica del 2012.

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, l'organizzazione ha preso in carica la non conformità analizzando il contesto.

Le aree esterne all'impianto EniPower interessate dall'indagine risultavano, secondo la zonizzazione acustica del Comune di Brindisi approvata nel 2012, ricadenti in Classe I, mentre il confine dello stabilimento petrolchimico risultava ricadente, come prima descritto, in classe V.

In considerazione della breve distanza (circa un km) presente fra il confine del sito, ricadente in Classe V e l'area esterna oggetto di indagine, ricadente in Classe I, EniPower, così come altre società operanti nella zona industriale, ha presentato al Comune di Brindisi una richiesta di riesame della zonizzazione acustica, evidenziando la presenza di salti non progressivi delle classi acustiche, come invece previsto dalla normativa. Considerando infatti il reale grado di industrializzazione delle aree e tenendo conto della dissipazione del rumore in funzione della distanza, le zone esterne agli stabilimenti industriali risultano interessate dalla sovrapposizione delle emissioni sonore derivanti dalle varie attività presenti (sia industriali ma anche dal traffico veicolare) in misura proporzionale alla loro distanza dai siti, rendendo pertanto necessaria la presenza di classi acustiche intermedie fra i confini degli stabilimenti e le aree a maggior tutela, ricadenti in Classe I.

In recepimento di tale richiesta, il Comune di Brindisi ha convocato due Conferenze dei Servizi (20 ottobre e 20 novembre 2017) e, ravvisando gli estremi per procedere, in data 1 febbraio 2018, con Delibera n. 33, ha avviato il procedimento di variante.

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 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 OC (i lavori sono attualmente in fase di ultimazione) 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 Syndial 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 Syndial.

Per quanto riguarda i terreni, EniPower fra il 2017 e i primi mesi del 2018, ha portato avanti i seguenti procedimenti:

- Monitoraggio del soil gas in area SS2 (centrale nord) – Il procedimento, confermando l'assenza di rischio per i lavoratori, è stato chiuso dopo CdS asincrona con Decreto del MATTM n. 83 dell'8 marzo 2018.
- Caratterizzazione area in centrale sud: le indagini eseguite in conformità al Piano di Caratterizzazione approvato dalla CdS 9 maggio 2016 non hanno evidenziato superamenti delle CSC. Il MATTM ha quindi chiuso il procedimento con Decreto 155 del 6 aprile 2018.
- Caratterizzazione area in centrale nord: si attende la chiusura del cantiere delle demolizioni per eseguire le indagini.
- Aree che sono state interessate in passato da procedimenti di bonifica: con nota prot. 817 del 15 gennaio 2018 il MATTM ha attestato la chiusura del procedimento suoli per le aree di prima e seconda acquisizione.



Allegato 3 - Centrale di Ferrera Erbognone

Centrale di Ferrera Erbognone

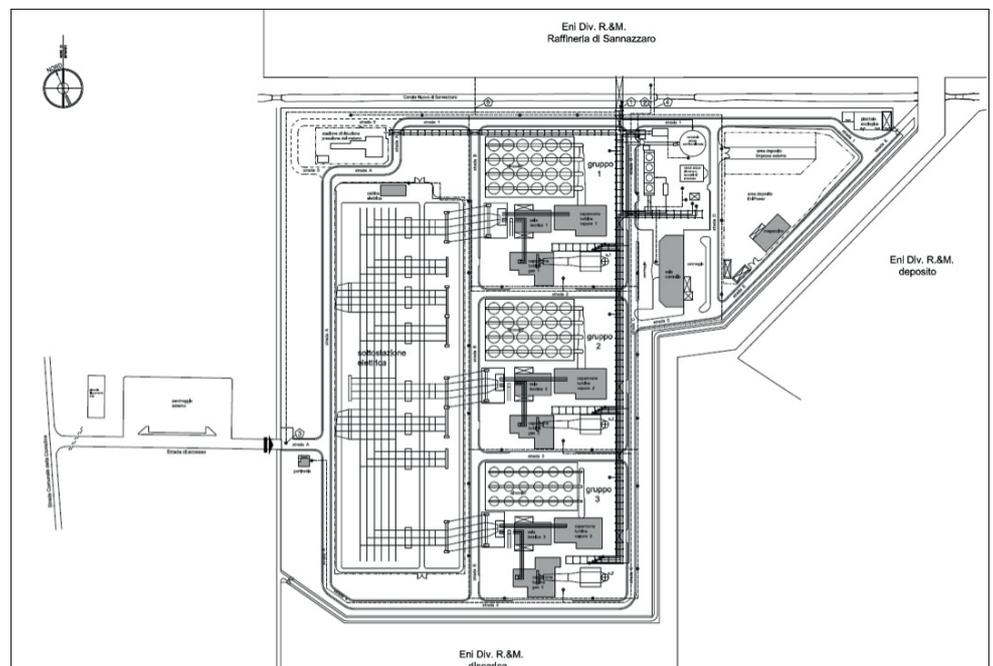
66	
66	Descrizione della centrale
68	Interventi impiantistici
68	Principali accadimenti ambientali
68	Inquadramento autorizzativo
68	Produzione
69	Aspetti ambientali caratterizzanti
71	Emissioni in atmosfera
74	Impiego di risorse naturali ed energetiche
76	Consumo di combustibili ed efficienza energetica
77	Rumore ambientale

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:

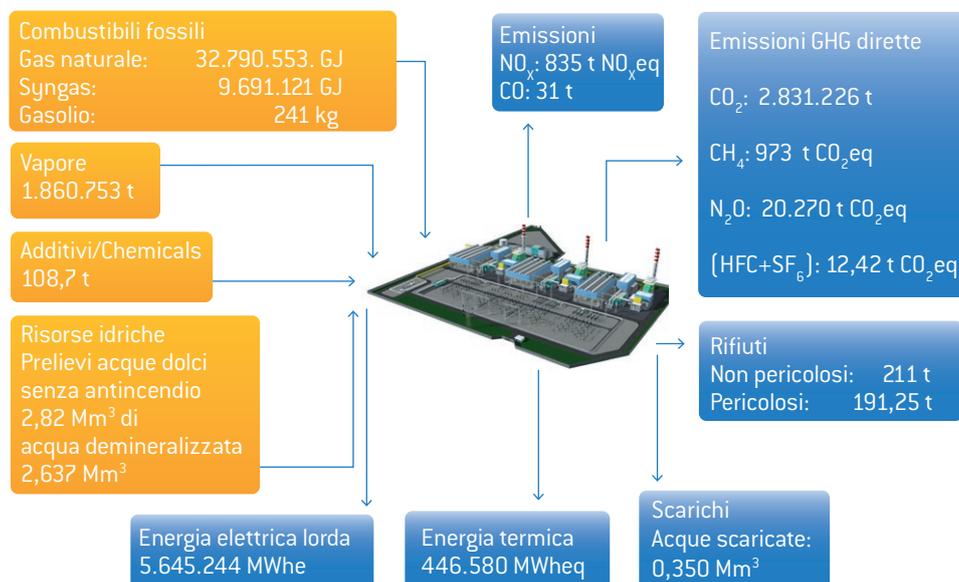
- gruppo di produzione CC1: potenza elettrica di progetto pari a 390 MWe, potenza termica di progetto pari a 683 MWt;
- gruppo di produzione CC2: potenza elettrica di progetto pari a 390 MWe, potenza termica di progetto pari a 683 MWt;
- gruppo di produzione CC3: potenza elettrica di progetto pari a 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 reimpresso 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.
- 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 della centrale di Ferrera Erbognone dell'anno 2017.

Figura 2 - Bilancio di massa dello stabilimento



Interventi impiantistici

Nel corso del 2017 sono stati completati e/o avviati i seguenti interventi sugli impianti, finalizzati al miglioramento delle performance ambientali:

- sostituzione delle lampade utilizzate per l'illuminazione delle strade interne con nuove lampade con tecnologia a LED;
- installazione e messa in esercizio degli inverter sulla pompa di alimento del CC2;
- approvvigionamento e installazione di nuovi strumenti di misura di portata ad ultrasuoni, per le misure degli scarichi idrici e dei prelievi di acqua industriale e acqua antincendio;
- recupero delle condense/acqua demi in corrispondenza di alcuni scarichi delle linee dei gruppi 1, 2 e 3 che attualmente rappresentano un reflujo dei processi;
- inserimento di uno scambiatore per raffreddare gli spurghi al fine del recupero in torre circuito raffreddamento;
- inserimento scambiatore per riscaldamento gas naturale;
- la sostituzione della strumentazione per la misura dei consumi idrici; la nuova strumentazione permetterà di misurare il dato, attualmente stimato, riguardante la consuntivazione dei fluidi interscambiati con la raffineria, migliorando il monitoraggio e la possibilità di individuare eventuali margini di intervento.

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;
- 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);
- CPI rinnovato in data 1° marzo 2017 da parte del Comando dei Vigili del Fuoco di Pavia.

Produzione

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

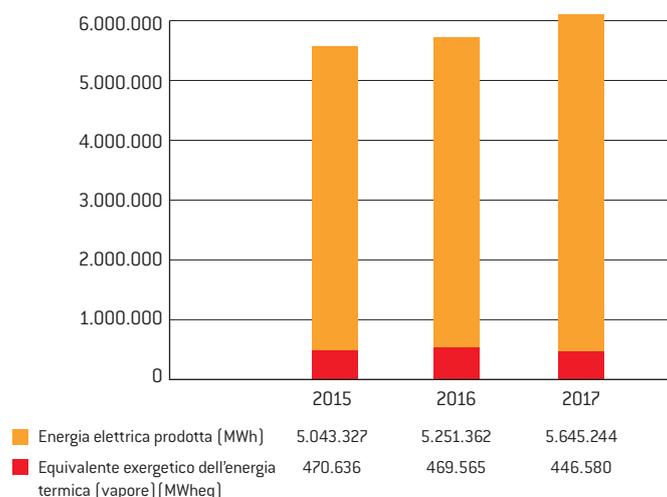
- CC1: Fermata Minor dal 19/05/17 al 30/05/17
- CC2: Fermata Major dal 17/03/17 al 02/05/17
- CC3: Fermata Minor dal 03/11/17 al 15/11/17

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

Di seguito, sono indicate le produzioni dello stabilimento di Ferrera Erbognone, suddivise per tipologia per il triennio 2015-2017.

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 mostrano un incremento della produzione di energia elettrica dovuta ad un assetto degli impianti con carico medio più alto e ad una consolidata affidabilità di esercizio.

Si nota nel triennio un leggero calo delle vendite di vapore, dovuta a minori acquisti da parte della raffineria di Sannazzaro de' Burgondi, in particolare nell'ultimo anno.

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 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 (NO _x , CO, SO _x)	Significativo	P2	Inquinamento atmosferico
Emissioni diffuse e fuggitive in atmosfera	Non significativo	P1	Effetto serra
Emissioni di gas climalteranti (CO ₂ e Altro)	Mediamente significativo	P2	Effetto serra
Scarichi Idrici	Mediamente significativo	P2	Inquinamento risorse idriche
Contaminazione suolo, sottosuolo e falda	Non significativo	P1	Inquinamento suolo e falda
Campi elettromagnetici	Non significativo	P1	Inquinamento elettromagnetico
Produzione di rifiuti	Non significativo	P1	Inquinamento suolo e falda
Emissioni odorigene	Non significativo	P1	Inquinamento odorigeno
Consumo risorse idriche	Non significativo	P1	Impoverimento risorse naturali

Aspetti ambientali diretti	Significatività	Priorità di intervento	Impatto ambientale associato
Consumo risorse naturali (Combustibili)	Non significativo	P1	Impoverimento risorse naturali
Consumi energetici	Non significativo	P1	Impoverimento risorse naturali
Impatto visivo	Non significativo	P1	Impatto paesaggistico

Aspetti ambientali indiretti	Significatività	Priorità di intervento	Impatto ambientale associato
Emissioni in atmosfera	Non significativo	P1	Inquinamento atmosferico
Consumo risorse idriche	Non significativo	P1	Impoverimento risorse naturali
Contaminazione suolo, sottosuolo e falda	Non significativo	P1	Inquinamento suolo e falda
Consumo risorse energetiche	Non significativo	P1	Impoverimento risorse naturali
Rifiuti	Non significativo	P1	Inquinamento suolo e falda

Opportunità	Significatività	Priorità di intervento	Impatto ambientale associato
Riduzione consumi idrici tramite installazione nuova strumentazione, riduzione delle condense acqua demi, inserimento scambiatore	Mediamente significativo	P2	Impoverimento risorse naturali
Riduzione del consumo di energia per funzionamento pompa CC1-CC2 e CC3, riduzione consumo energia elettrica, riduzione uso vapore	Mediamente significativo	P2	Impoverimento risorse naturali
Aumentare percentuale di recupero dei rifiuti pericolosi e non	Non significativo	P1	Inquinamento suolo e falda

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

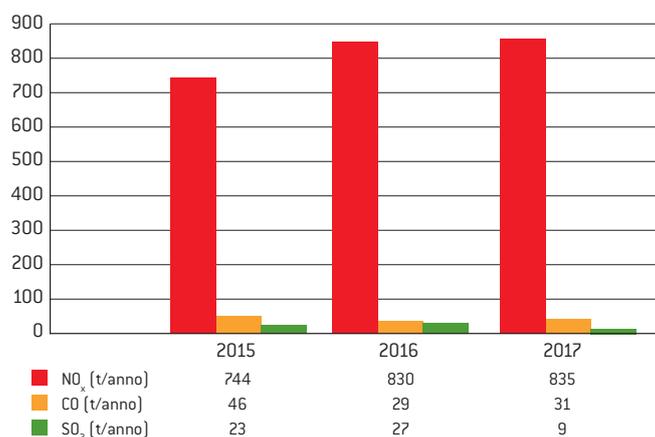
Le emissioni in atmosfera sono generate dalla combustione del gas naturale e del gas di sintesi di raffineria (syngas) nelle unità produttive dell'impianto a ciclo combinato.

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 emissioni
				2015	2016	2017	
CC1	NO _x	(mg/Nm ³)	30	15,4	14,82	14,4	14,91
	CO	(mg/Nm ³)	30	1,24	0,59	0,6	0,81
CC2	NO _x	(mg/Nm ³)	30	19,5	22,4	21,9	21,27
	CO	(mg/Nm ³)	30	1,14	0,66	0,8	0,87
CC3	NO _x	(mg/Nm ³)	50	35,8	37,74	40,3	37,91
	CO	(mg/Nm ³)	50	0,0	0,08	0,9	0,33
	SO ₂	(mg/Nm ³)	10	2,87	3,10	1,1	2,36

Nel grafico seguente sono riportati gli andamenti massici delle emissioni di CO, NO_x e SO₂ della centrale relativi al triennio 2015-2017.

Figura 4 - Emissioni in atmosfera di macroinquinanti



Nei grafici seguenti sono riportati gli andamenti degli indici di emissione triennali per CO, NO_x e SO₂.

Dal punto di vista emissivo si nota un leggero incremento dei valori di NO_x e una sostanziale invarianza dei valori di CO. L'incremento dei valori massici di inquinanti è da attribuire ad un carico medio di esercizio più elevato sia del CC1 sia del CC2. La diminuzione di SO₂ è dovuta ad un minor contenuto di zolfo del syngas fornito dalla raffineria. L'andamento degli indici mostra valori stabili o in leggera diminuzione a conferma della buona efficienza degli apparati di combustione.

Figura 5 - Indice di emissione in atmosfera NO_x

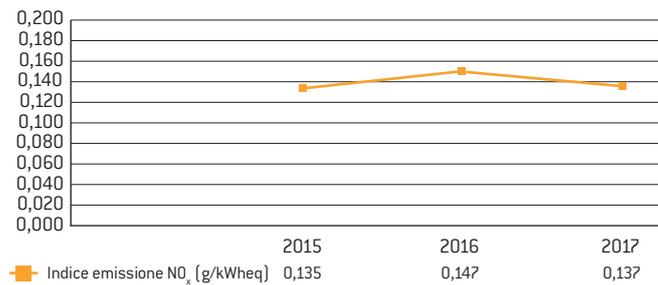


Figura 6 - Indice emissione in atmosfera CO

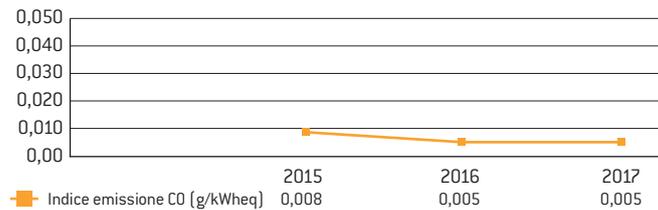
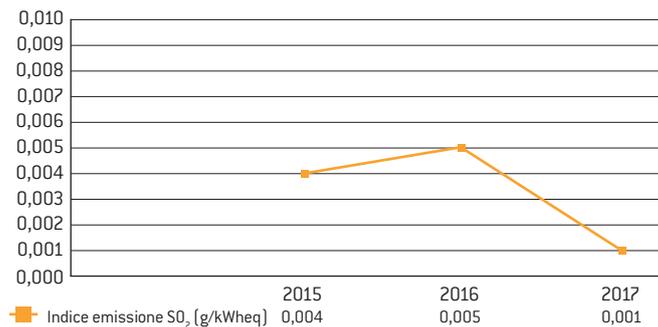


Figura 7 - Indice emissione in atmosfera SO₂



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 CO₂ ai sensi della Direttiva 2003/87/CE, la centrale di Ferrera Erbognone nel 2017 ha ottenuto, nei tempi previsti, la certificazione delle emissioni dell’anno precedente da parte dell’ente esterno di verifica.

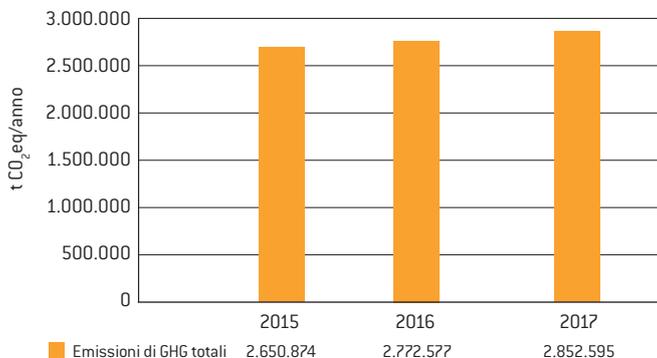
Altre emissioni di gas ad effetto serra, non soggette al regolamento ETS, sono riconducibili alle seguenti sostanze:

- 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.

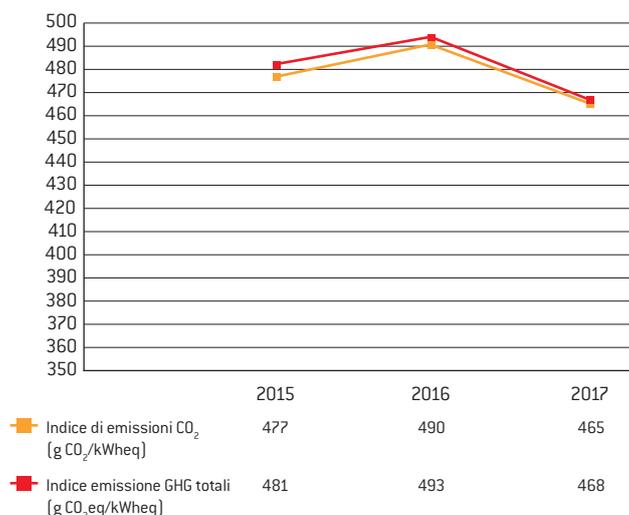
Figura 8 - Emissioni gas serra



	U.M.	2015	2016	2017
Emissioni di GHG totali	{t CO ₂ eq/anno}	2.650.874	2.772.577	2.852.595
di cui:				
CO ₂	{t/anno}	2.632.020	2.752.418	2.831.226
	{t CO ₂ eq/anno}	1.084	1.435	973
CH ₄	{t/anno}	43	57	46,35
	{M Sm ³ /anno}	0	0	0
N ₂ O	{t CO ₂ eq/anno}	17.770	18.723	20.270,9
	{t/anno}	60	63	65,39
Gas fluorurati ad effetto serra	{t CO ₂ eq/anno}	0	0	124,20
HFC	{t/anno}	0	0	0,087[*]
PFC	{t/anno}	0	0	0
SF ₆	{kg/anno}	0	0	0,5[*]

[*] Le emissioni di HFC e SF₆ nel 2017 sono dovute agli interventi di manutenzione effettuati su impianti elettrici e di condizionamento.

Figura 9 - Indice di emissioni gas ad effetto serra



Si nota un incremento globale delle emissioni di CO₂, in linea con l'aumento della produzione. Grazie alla buona efficienza di combustione, risulta invece in diminuzione l'indice di emissione per unità di energia prodotta.

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.

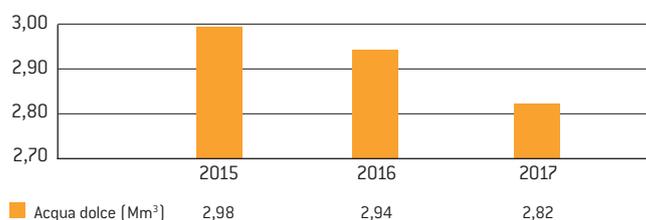
Ciclo dell'acqua

Prelevi 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, gli 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

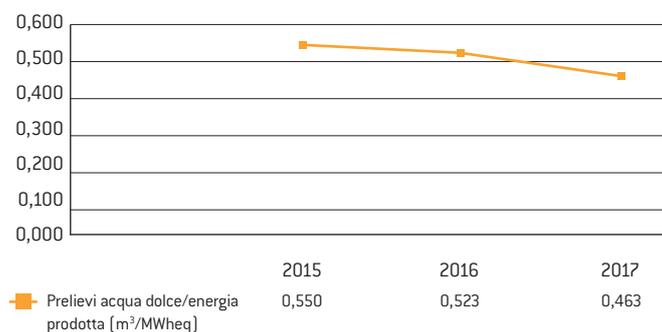


	U.M.	2015	2016	2017
Acqua dolce	(Mm³)	2,98	2,94	2,82
di cui:				
Acqua dolce da acque superficiali per raffreddamento	(Mm³)	0,275	0,227	0,178
Acqua dolce da acquedotto	(Mm³)	0,008	0,008	0,008
Acqua dolce prelevata da pozzo	(Mm³)	0,0	0,0	0,0
Acqua di falda inquinata trattata da TAF di terzi ed utilizzata nel ciclo produttivo	(Mm³)	0,0	0,0	0,0
Acqua demi/industriale	(Mm³)	2,69	2,70	2,637
Acqua dolce riutilizzata/riciclata	(Mm³)	0,0	0,0	0,0

Il consumo di acqua demineralizzata è stabile, in linea con i consumi di vapore del sito. Si registra invece la diminuzione del consumo di acqua di reintegro delle torri grazie agli interventi di risparmio della risorsa idrica effettuati negli anni scorsi.

Allo scopo di monitorare in maniera sempre più accurata anche piccole portate di acqua, sono in fase di installazione misuratori di portata ad ultrasuoni sui flussi di acqua reintegro torri e sull'acqua antincendio.

Figura 11 - Indice di consumi idrici



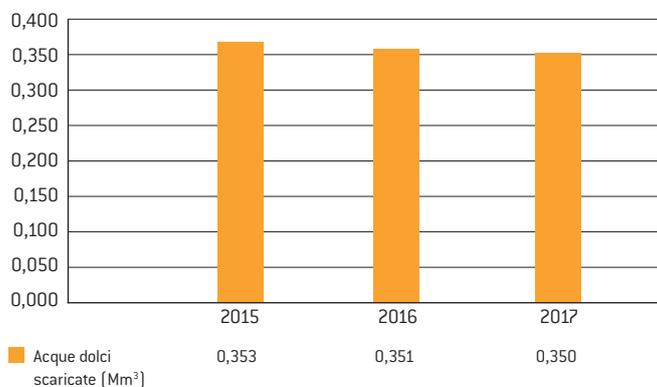
Scarichi idrici

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 non vengono misurati, ma attribuiti dal gestore della rete fognaria sulla base di calcoli stabiliti dal contratto in essere. Il valore indicato è quindi una stima del reale consumo idrico di EniPower e rimane identico per il triennio considerato. A maggior ragione l'indicatore del consumo idrico totale non viene calcolato in quanto non è un aspetto ambientale diretto significativo.

Figura 12 - Scarichi idrici



	U.M.	2015	2016	2017
Acque dolci scaricate	(Mm ³)	0,353	0,351	0,350
di cui:				
in fogna	(Mm ³)	0,350	0,351	0,350
in acque superficiali	(Mm ³)	0,000	0,000	0,000

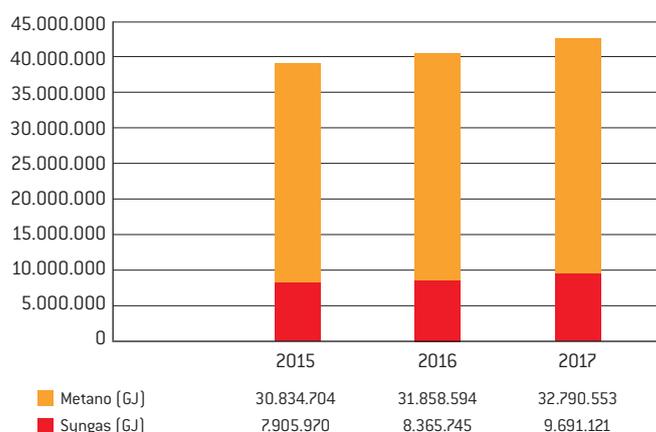
Consumo di combustibili ed efficienza energetica

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

Nella Figura 13 si riporta l'andamento dei consumi di combustibili fossili per lo stabilimento di Ferrera Erbognone.

Si nota nel triennio un leggero incremento del consumo di combustibile coerentemente all'incremento dell'assetto produttivo.

Figura 13 - Consumo 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

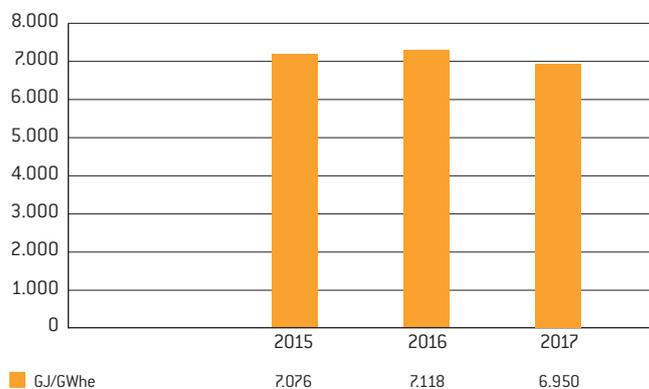
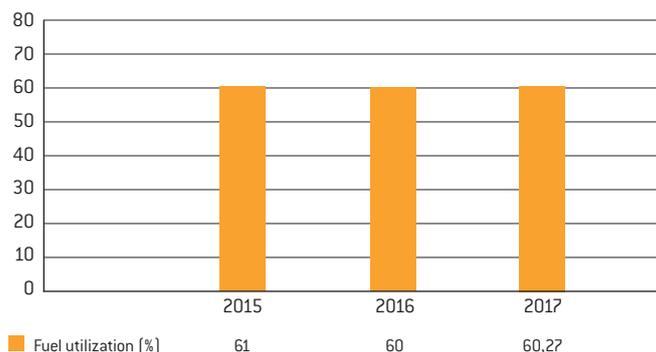
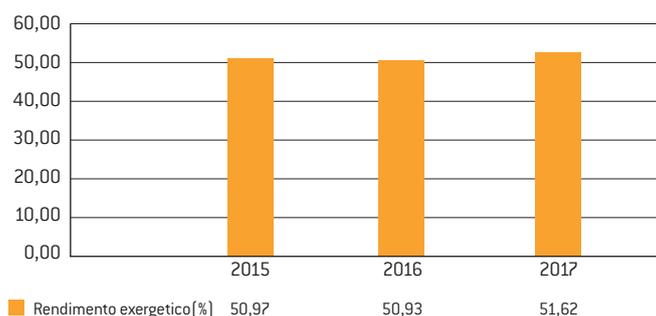


Figura 15 - Fuel utilization

Si riporta di seguito anche il dato relativo al rendimento exergetico delle macchine.

Dopo un leggera flessione nel corso del 2016, nel 2017 si nota un valore in ripresa. Questo dato è dovuto ad un fattore di carico impianto più alto, ad un numero limitato di avviamenti e fermate, ai buoni risultati delle manutenzioni effettuate (major CC2), e ai risparmi ottenuti con gli interventi di miglioramento dell'efficienza energetica.

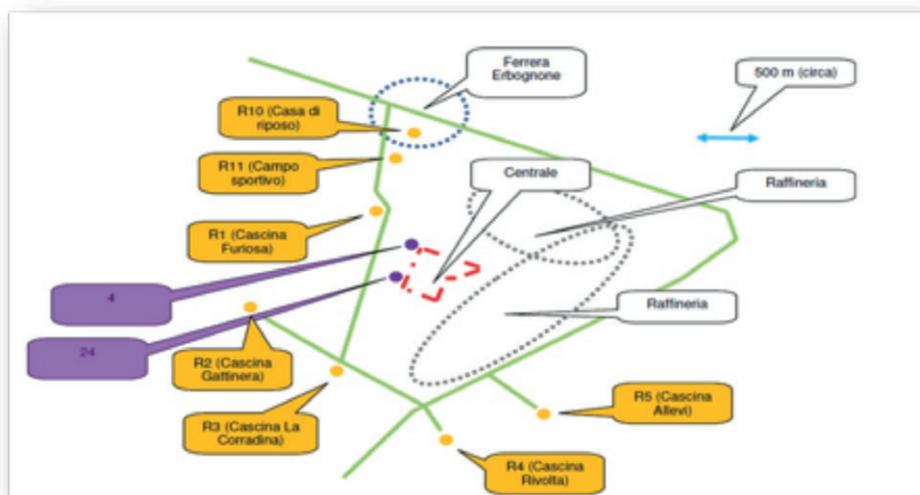
Figura 16 - Rendimento exergetico

Rumore ambientale

La Centrale EniPower di Ferrera Erbognone si inserisce, insieme alla adiacente raffineria Eni di Sannazzaro de' Burgondi, in un contesto prevalentemente agricolo, con l'eccezione dei due centri abitati di Sannazzaro de' Burgondi ad est e Ferrera Erbognone a nord-ovest. Nello specifico, la centrale EniPower ricade interamente all'interno del territorio di Ferrera Erbognone. In data 29 marzo 2011 il Comune di Ferrera Erbognone ha emanato il piano di zonizzazione acustica con i criteri contenuti nella delibera della giunta regionale dell'8 marzo 2002, n. 7/8313. Secondo tale classificazione la centrale EniPower ricade in Classe VI (Aree esclusivamente industriali). In base alle campagne di rilevazione del rumore effettuate nel 2011 e successivamente nel 2014 la società rispetta i limiti di emissione ed immissione diurno e notturno per le classi di appartenenza.

La società deve rispettare i valori limite di emissione nei punti di misura n. 4 e 24 e di immissione nei punti R1, R2, R3, R4, R5, R10 e R11.

Nella figura sottostante sono rappresentati i punti di misura rispetto al perimetro della centrale EniPower.



Nella tabella di seguito si riportano i valori misurati nella campagna del 2014 confrontati con i valori limite da Autorizzazione:

Valore	Valore limite		Valore misurato	
	Diurno	Notturno	Diurno	Notturno
4	65	65	57,0	59,5
24	65	65	59,5	61,0
R1	65	55	53,0	52,0
R2	55	45	45,0	38,5
R3	60	50	46,5	42,0
R4	60	50	42,0	41,5
R5	60	50	53,5	43,5
R10	60	50	46,0	41,5
R11	65	55	52,5	40

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

La prossima campagna è programmata nel corso del 2018. Nel frattempo non sono intervenuti cambiamenti impiantistici tali da giustificare una variazione dei valori misurati.

Allegato 4 - Centrale di Ravenna

Centrale di Ravenna

81	
81	Descrizione della centrale
82	Interventi impiantistici
82	Principali accadimenti ambientali
83	Inquadramento autorizzativo
84	Produzione
85	Aspetti ambientali caratterizzanti
86	Emissioni in atmosfera
89	Impiego di risorse naturali ed energetiche
93	Consumo di combustibili ed efficienza energetica
94	Energia da fonti rinnovabili
95	Rumore ambientale



Centrale di Ravenna

Descrizione della centrale

La centrale EniPower di Ravenna sorge su un'area di circa 9 ettari all'interno del più ampio 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 come esclusivamente industriale, ubicata lungo il canale Candiano, che collega Ravenna al mar 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 sia gruppi tradizionali a combustione sia gruppi turbogas in ciclo combinato;
- 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.

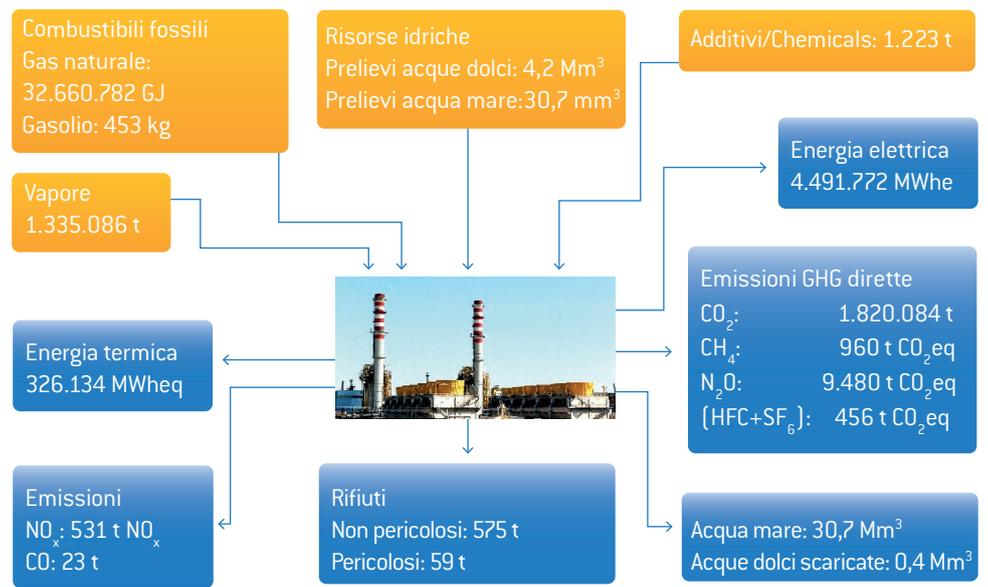
La sezione 132 kV costituisce un nodo sia per distribuire energia elettrica alla rete nazionale sia per prelevarla da essa, qualora la produzione interna non sia sufficiente per soddisfare i fabbisogni del sito multisocietario.

La sezione 380 kV costituisce un nodo sia per distribuire energia elettrica alla rete nazionale sia per prelevarla da essa, qualora siano fermi entrambi i nuovi impianti in ciclo combinato.

Nella seguente immagine è riportato il bilancio di massa ed energia della centrale di Ravenna dell'anno 2017.

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

Figura 1 - Bilancio di massa dello stabilimento



Interventi impiantistici

Nel corso del 2017 sono stati realizzati i seguenti interventi impiantistici:

- Demolizione turbine e relative parti di impianto e tubazioni della vecchia centrale termoelettrica**
 Nel 2017 è proseguito il progetto di demolizione di turbine, generatori e relative tubazioni ed apparecchiature varie della vecchia centrale termoelettrica, come previsto nel piano demolizioni presentato alle Autorità competenti in sede di Autorizzazione Integrata Ambientale.
- Avvio del progetto di revamping del sistema elettrico MT/BT della CTE**
 Nel 2017 è stato avviato il progetto di revamping del sistema elettrico di media e bassa tensione (MT/BT) della CTE, che tramite una razionalizzazione del sistema elettrico, conseguente alla demolizione di parte degli impianti termici della centrale termoelettrica, porterà ad una diminuzione delle perdite elettriche di distribuzione dell'energia e il conseguente risparmio in termini di consumi di combustibile e delle relative emissioni.

Principali accadimenti ambientali

I principali eventi significativi in campo ambientale del periodo sono:

- Monitoraggio per la verifica della presenza di amianto nell'acqua di falda**
 A seguito del rinvenimento nel 2008 di alcuni rifiuti sepolti in sottostazione elettrica isola 19, nonostante i rifiuti siano stati considerati sufficientemente segregati per le caratteristiche del terreno circostante, è stato avviato un piano di monitoraggio prescritto dal provvedimento della provincia di Ravenna [n. 290 del 14/07/2009], per la verifica della presenza di amianto nell'acqua di falda.

L'attività di monitoraggio trimestrale delle fibre di amianto nella falda locale, sulle acque prelevate dai tre piezometri appositamente realizzati, è proseguita nel 2017. La gestione delle attività di monitoraggio di questi piezometri è stata affidata alla società consortile RSI, inserendoli all'interno delle attività e del piano di monitoraggio complessivo della falda di stabilimento.

- Bonifica della falda**
 Relativamente allo stato generale della falda del sito multisocietario, nel 2017 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 oggetto di presidio a cura del personale di impianto.

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

In alcune cabine elettriche primarie, di proprietà di terzi ma in gestione ad EniPower, sono presenti interruttori con camere spegniarco contenenti amianto; nel 2017 è proseguita la sostituzione di alcuni di questi interruttori. Nel corso degli ultimi anni sono state condotte campagne di verifica di fibre aereo-disperse anche in occasione di manutenzione degli interruttori: le indagini non hanno mai fatto emergere problemi di rilascio di fibre. Per queste cabine e questi interruttori è in uso in stabilimento apposita procedura di gestione.

- **Protocollo d'intesa per la certificazione ambientale delle aziende dell'ambito Produttivo Omogeneo dell'area chimica ed industriale ravennate**

Le attività avevano subito un rallentamento a seguito della necessità di chiarire, da parte del gruppo di imprese costituenti l'Ambito Produttivo Omogeneo, l'impatto sul progetto del nuovo Regolamento CE 1221/09 del Parlamento Europeo e del Consiglio. Nel corso del 2017 le attività sono riprese con incontri del comitato promotore e la costituzione di un tavolo tecnico per il riavvio delle attività.

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

Nel 2017 è proseguito l'impegno di EniPower relativamente al rinnovo del protocollo d'intesa tra la Provincia di Ravenna, il comune di Ravenna, Confindustria Ravenna e le aziende dell'area industriale di Ravenna per la gestione della rete privata di monitoraggio della qualità dell'aria.

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;
- Autorizzazione ad emettere gas serra ai sensi del Regolamento Emission Trading System (ETS) n. 547 approvata con Delibera ANC n. 42/2015 del 21/12/2015;
- Certificato Prevenzione Incendi: 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 come da seguente tabella:

Descrizione attività	N. attività da Certificato Prevenzione Incendi
Centrale termoelettrica	48.2.C
Motogeneratore emergenza 1.200 kW	49.3.C
Decompressione gas naturale (da 61 bar a 31 bar)	2.2.C
Rete distribuzione gas naturale 31 bar	6.2.B
Olio lubrificante / gasolio	12.3.C
Rete distribuzione gas naturale 24 bar	6.1.A
Decompressione gas naturale (24 bar)	2.1.B

Produzione

L'assetto tipico degli impianti tenuto nel 2017 è stato il seguente:

- ciclo combinato 1 (CC1) in marcia;
- ciclo combinato 2 (CC2) in marcia;
- turbogas TG501 in marcia in occasione di fermate manutentive di CC1 e CC2;
- turbina 20TD300 in marcia in occasione di 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 con back-up linee 713 e 714 a 132 kV.

Il dettaglio dei principali eventi programmati di avviamento/fermate/manutenzioni avvenuti nel 2017 è il seguente:

TG 501 e 20 TD300:

- Dal 24/03/2017 al 05/04/2017 in marcia per fermata manutentiva CC1.
- Dal 05/05/2017 al 15/05/2017 in marcia per minor CC1.
- Dal 03/06/2017 al 17/06/2017 in marcia per minor CC2.
- Dal 18/07/2017 al 22/07/2017 in marcia per opportunità di mercato.
- Dal 14/09/2017 al 18/09/2017 in marcia per vincolo di rete intervento Terna.
- Dal 30/10/2017 al 02/11/2017 in marcia per fermata manutentiva CC2.

CC1

- Dal 25/03/2017 al 04/04/2017 fermo per manutenzione accidentale differita.
- Dal 06/05/2017 al 15/05/2017 fermo per intervento programmato minor.
- Dal 16/09/2017 al 17/09/2017 fermo per vincolo di rete Terna.

CC2

- Dal 04/06/2017 al 15/06/2017 fermo per intervento programmato minor.
- Dal 15/09/2017 al 18/09/2017 fermo per vincolo di rete Terna.
- Dalle 10:00 del 30/08/2017 alle 14:00 del 30/08/2017 turbina a vapore ferma e turbogas sotto minimo tecnico per vincolo di rete per lavori Terna linea ERA.
- Dal 31/10/2017 al 01/11/2017 fermo per manutenzione accidentale differita.

ISOLE DI STABILIMENTO

- 11 agosto 2017 causa anomalia interruttore Terna linea ERA.
- 13 agosto 2017 causa anomalia interruttore Terna linea ERA.
- 19 agosto 2017 causa anomalia interruttore Terna linea ERA.
- 07 dicembre 2017 causa errata manovra Terna linea ERA.

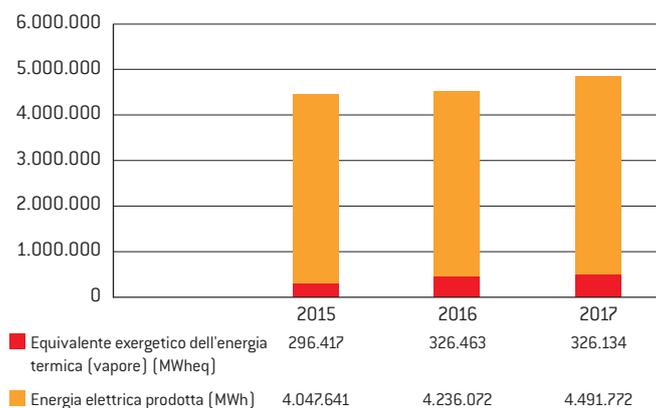
Di seguito sono indicate le produzioni dello stabilimento suddivise per tipologia:

	2015	2016	2017
Equivalente exergetico dell'energia termica (vapore) (MWheq)	296.417	326.463	326.134
Energia elettrica prodotta (MWhe)	4.047.641	4.236.072	4.491.772
Totale (MWh)	4.344.058	4.562.535	4.817.906

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.

[2] Exergia: 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 un'analoga quantità di vapore viene lasciata espandere completamente.

Figura 1 - Produzione di energia elettrica e vapore



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 Ravenna e la valutazione della loro significatività.

Aspetti ambientali diretti	Significatività	Priorità di intervento	Impatto ambientale associato
Emissioni diffuse e fuggitive in atmosfera	Non significativo	P1	Effetto serra
Emissioni di gas climalteranti (CO ₂ e altro)	Mediamente significativo	P2	Effetto serra
Emissioni in atmosfera (NO _x , CO, SO _x)	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 odorigene
Impatto visivo	Non significativo	P1	Impatto paesaggistico

Aspetti ambientali indiretti	Significatività	Priorità di intervento	Impatto ambientale associato
Emissioni diffuse e fuggitive in atmosfera	Non significativo	P1	Effetto serra
Emissioni in atmosfera	Non significativo	P1	Inquinamento atmosferico
Consumo risorse idriche	Non significativo	P1	Impoverimento risorse naturali
Contaminazione suolo, sottosuolo, falda, acque superficiali e mare	Non significativo	P1	Inquinamento suolo e falda
Rifiuti	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
Riduzione emissioni di NO _x , CO ₂ e CO [revamping sistema elettrico servizi ausiliari di CTE]	Mediamente significativo	P2	Inquinamento atmosferico
Riduzione consumi idrici tramite installazione nuova tubazione raffreddamento condensazione 2OE3 da torri CC	Mediamente significativo	P2	Impoverimento risorse naturali
Aumentare la percentuale di recupero dei rifiuti pericolosi e non	Non significativo	P1	Inquinamento suolo e falda
Riduzione dei consumi energetici [revamping sistema elettrico servizi ausiliari di CTE]	Mediamente significativo	P2	Impoverimento risorse naturali
Diminuzione di potenza elettrica autoconsumata per servizi ausiliari [installazione di inverter sulle pompe di alimentazione del GVR1 CC1 e GVR2 CC2].	Mediamente significativo	P2	Impoverimento risorse naturali

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	Parametro	U.M.	Limite autorizzato	Concentrazioni misurate nelle emissioni			Media triennale delle concentrazioni nelle emissioni	Scostamento % rispetto al limite autorizzato più restrittivo
				2015	2016	2017		
CC1	NO _x	[mg/Nm ³]	75	36,8	28,4	32,1	32,4	-57%
	CO	[mg/Nm ³]	30	4,6	5,8	2,8	4,4	-85%
CC2	NO _x	[mg/Nm ³]	40	15	19,2	18,2	17,5	-56%
	CO	[mg/Nm ³]	20	0,9	1,2	0,57	0,9	-96%
CC3	NO _x	[mg/Nm ³]	40	26,2	21	19,1	22,1	-45%
	CO	[mg/Nm ³]	20	1,1	1,3	0,69	1,0	-95%
B400 (il gruppo è stato fermo nel periodo in riserva fredda)	NO _x	[mg/Nm ³]	N.A.	-	-	-	-	-
	CO	[mg/Nm ³]	N.A.	-	-	-	-	-
	SO _x	[mg/Nm ³]	N.A.	-	-	-	-	-
	PST	[mg/Nm ³]	N.A.	-	-	-	-	-

Nelle seguenti figure è evidenziato il trend generale delle quantità delle emissioni e dei relativi indici.

Figura 3 - Quantità emissioni in atmosfera macroinquinanti

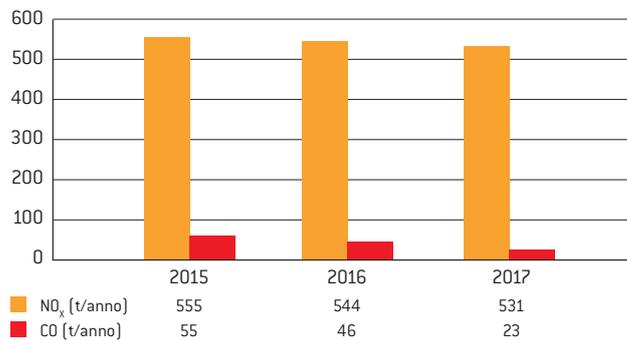


Figura 4 - Indice emissione in atmosfera NO_x

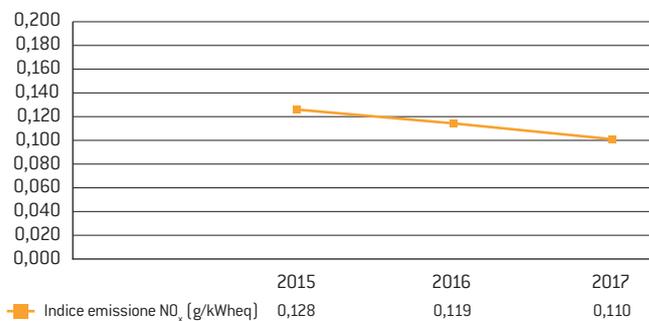
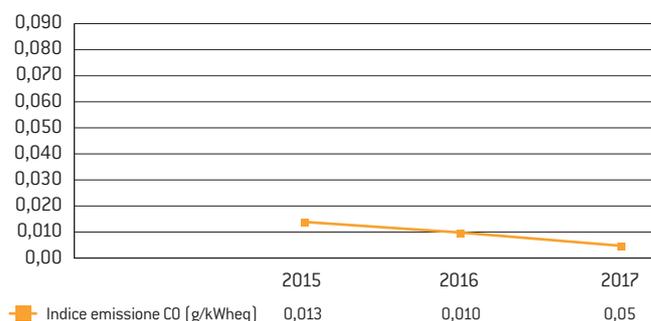


Figura 5 - Indice emissione in atmosfera CO**Emissioni gas serra**

La centrale di Ravenna è in possesso dell'autorizzazione ad emettere gas serra ai sensi del Regolamento Emission Trading System (ETS) n. 547 approvata con Delibera ANC n. 42/2015 del 21/12/2015 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. Lo stabilimento ha sempre rispettato le quote di emissione assegnate.

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, la centrale di Ravenna nel 2017 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 sono soggette al Regolamento ETS, sono riconducibili alle seguenti sostanze:

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

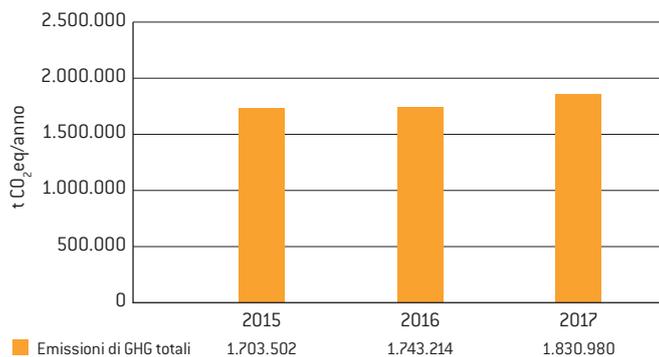
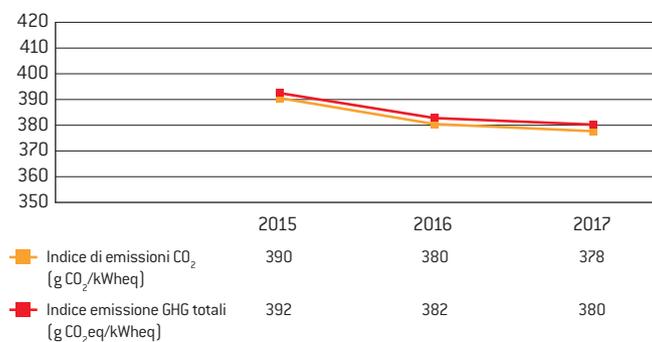
Le prime due sostanze possono essere emesse in occasione di perdite o attività di manutenzione sulle apparecchiature che le contengono e non incidono significativamente sulle emissioni complessive della centrale.

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 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 2017 le emissioni di CO₂ sono state di 1.830.980 tonnellate.

	U.M.	2015	2016	2017
Emissioni di GHG totali	(t CO ₂ eq/anno)	1.703.502	1.743.214	1.830.980
di cui:				
CO ₂	(t/anno)	1.692.476	1.732.616	1.820.084
	(t CO ₂ eq/anno)	911	909	960
CH ₄	(t/anno)	36	36	38
	(M Sm ³ /anno)	0	0	0
N ₂ O	(t CO ₂ eq/anno)	8.883	9.369	9.480
	(t/anno)	30	31	32
Gas fluorurati ad effetto serra	(t CO ₂ eq/anno)	1.231	319	456
HFC	(t/anno)	0	0	0
PFC	(t/anno)	0	0	0
SF ₆	(kg/anno)	54	14	20

Figura 6 - Quantità emissioni in atmosfera gas serra**Figura 7 - Indici emissioni in atmosfera gas serra**

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

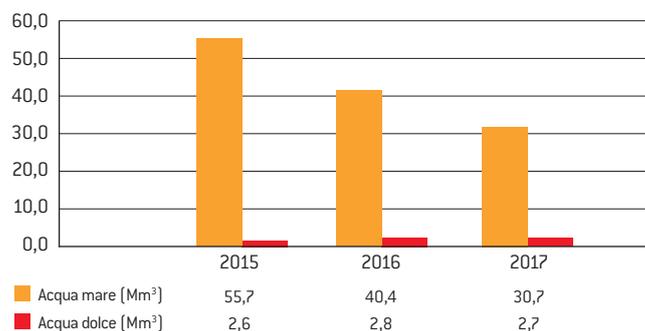
Lo stabilimento utilizza le seguenti tipologie di acqua:

- 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.

Figura 8 - Consumo acqua (esclusa acqua demineralizzata e acqua potabile)



	U.M.	2015	2016	2017
Prelievi acqua dolce/energia prodotta	(m³/kWheq)	0,001	0,001	0,001

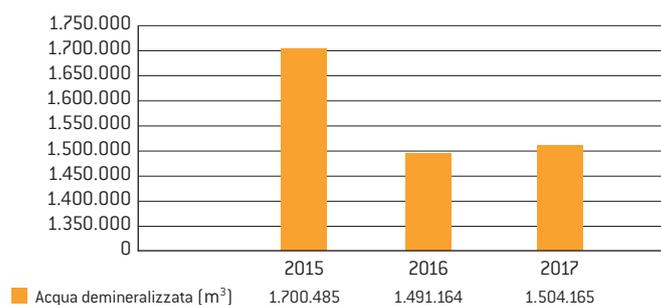
Acqua demineralizzata

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.

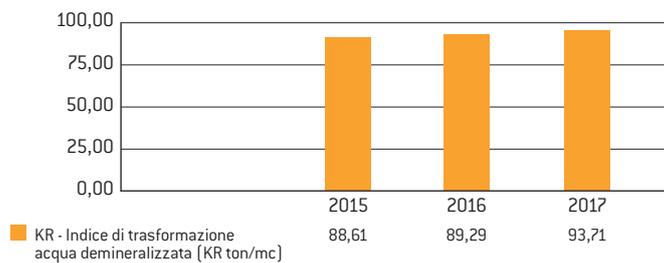
L'efficienza del processo di produzione del vapore è rappresentata attraverso un indice, calcolato come rapporto tra il vapore prodotto e l'acqua demineralizzata consumata (Kr, coefficiente di restituzione acqua demineralizzata).

Di seguito si riportano i consumi di acqua demineralizzata, i cui valori sono in linea con le attese; la riduzione nel 2016 e nel 2017 è correlata al minor numero di avviamenti della turbina 20TD300.

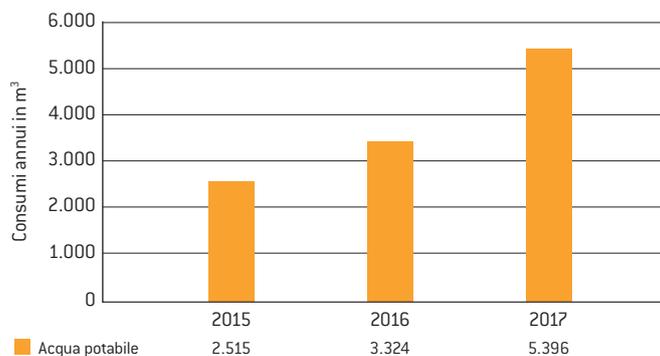
Figura 9 - Consumi acqua demineralizzata



Nella seguente figura è riportato l'andamento nel triennio del coefficiente di restituzione acqua demineralizzata "KR".

Figura 10 - Indice di trasformazione dell'acqua demineralizzata**Acqua potabile**

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

Figura 11 - 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 per la presenza di tale personale, in particolare di quello di imprese che non hanno cantiere fisso nel sito multisocietario.

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

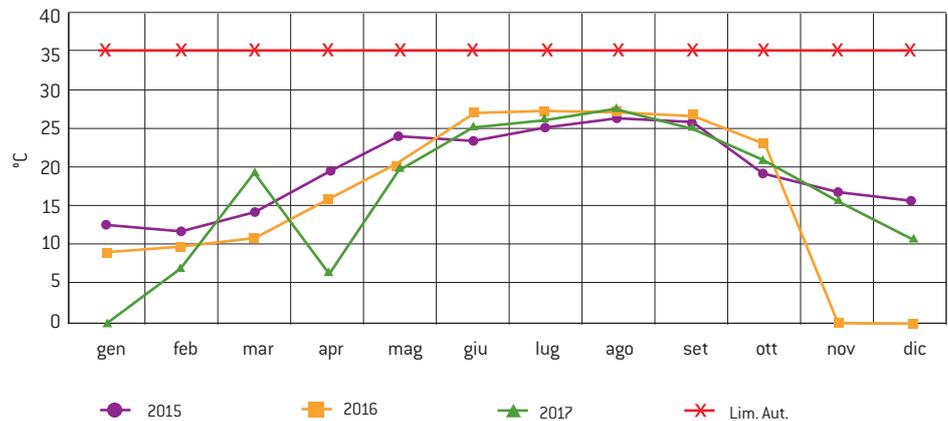
In Figura 12 si riportano le temperature medie mensili dello scarico acqua mare che evidenziano, oltre all'andamento della temperatura con la stagionalità, anche un sostanziale andamento uniforme negli anni, tolte le fluttuazioni delle temperature dell'acqua di mare in ingresso al processo.

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).

Si segnala che a novembre e dicembre del 2016 ed a gennaio 2017, il circuito acqua mare è rimasto inattivo per lavori di manutenzione alle tubazioni e per la pulizia della vasca mare ingresso.

Figura 12 - 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 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. In ciascuno dei sette pozzetti la qualità dell'acqua deve essere conforme ai valori omologati dalla società Herambiente che è preposta al trattamento.

Questi scarichi sono regolamentati da apposito provvedimento autorizzativo della provincia di Ravenna (provvedimento n. 2265 del 25/07/2014), 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.); il provvedimento della Provincia è recepito nell'Autorizzazione Integrata Ambientale dello Stabilimento EniPower di Ravenna.

Nel triennio la gestione di questi scarichi è stata conforme a quanto previsto dal suddetto provvedimento e non si rileva alcuna particolare anomalia rispetto ad esso.

Nel 2017 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 in uscita dall'impianto di trattamento di Herambiente).

- Pozzetto fiscale EP05: non conformità riscontrata nel campionamento periodico di dicembre 2016. Il valore di pH rilevato [pari a $6,7 \pm 0,1$] è risultato leggermente inferiore al limite di omologa e anomalo rispetto al processo produttivo, non relazionato ad anomalie di impianto/processo e non in linea con i dati storici. Sono state effettuate analisi extra nei mesi di gennaio e di febbraio 2017 fino al successivo campionamento periodico trimestrale di marzo 2017; in tutti questi campionamenti i valori sono risul-

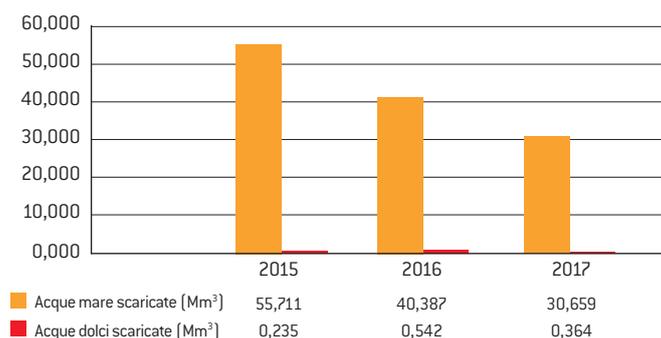
(3) Si intendono per acque inorganiche i reflui derivanti da processi in cui le acque non sono direttamente a contatto con le sostanze utilizzate nel processo.

tati entro i limiti di omologa. Sulla base delle valutazioni e dei risultati analitici la non conformità è stata chiusa.

- Pozzetto fiscale EP01: non conformità riscontrata nel campionamento periodico di dicembre 2016. Il valore di pH rilevato (pari a $6,8 \pm 0,1$) è risultato leggermente inferiore al limite di omologa, inoltre i valori di azoto ammoniacale, azoto nitroso, azoto totale e fosforo totale risultavano superiori ai limiti di omologa. Sono state effettuate analisi extra nei mesi di gennaio e di febbraio 2017 fino al successivo campionamento periodico trimestrale di marzo 2017; in tutti questi campionamenti i valori sono risultati entro i limiti di omologa. Sulla base delle valutazioni e dei risultati analitici la non conformità è stata chiusa.
- Pozzetto fiscale EP05: il valore di pH è risultato leggermente inferiore al limite di omologa nel campione periodico di giugno 2017. Si è ipotizzato uno spurgo accidentale di acqua demi, avente valore analogo a quello riscontrato nel campione. Sono state effettuate analisi extra nei mesi di luglio e di agosto 2017 fino al successivo campionamento periodico trimestrale di settembre 2017. Nei campionamenti di luglio e di agosto i valori sono stati leggermente inferiori ai limiti di omologa, a settembre il valore è rientrato entro il limite; si è quindi deciso di prolungare il campionamento con cadenza mensile e nei mesi di ottobre, novembre e dicembre si sono confermati valori entro il limite di omologa. Sulla base delle valutazioni e dei risultati analitici la non conformità è stata chiusa.

Di seguito si riportano i quantitativi di acqua di mare e acqua dolce scaricata per il triennio 2015-2017.

Figura 13 - Scarichi idrici



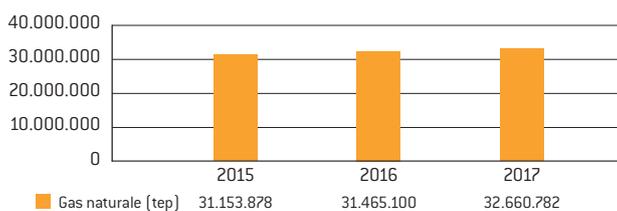
Consumo di combustibili fossili ed efficienza energetica

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.

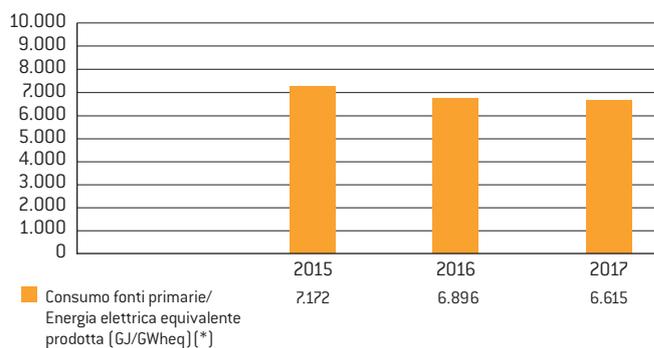
Di seguito si riportano i dati di consumo del gas naturale del triennio 2015-2017 e l'energia prodotta.

Figura 14 - Dati consumo gas naturale



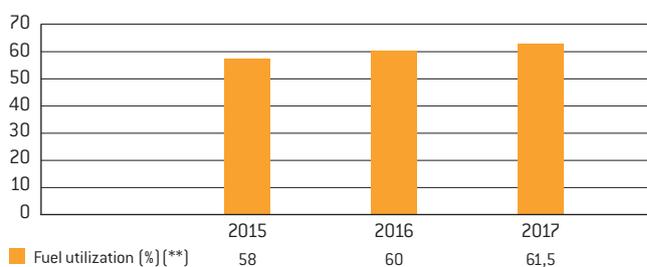
Nelle seguenti figure è illustrato il trend dell'indice di efficienza energetica calcolato come il rapporto tra il consumo netto di fonti primarie e la produzione di energia elettrica equivalente.

Figura 15 - Indici di efficienza energetica
Consumo fonti primarie/Energia elettrica equivalente prodotta (GJ/GWheq)



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

Figura 16 - Indici di efficienza energetica - Fuel utilization



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

Energia da fonti rinnovabili

La centrale di Ravenna nel 2017, oltre al processo di produzione di energia elettrica utilizzando gas naturale, ha prodotto energia elettrica dall'impianto fotovoltaico, realizzato e messo a punto nell'anno 2012, interamente utilizzato per autoconsumo.

I dati di produzione di tale impianto sono riassunti nella seguente tabella:

Fotovoltaico	Unità misura	2015	2016	2017
Produzione energia elettrica lorda	kWh	1.037.009	950.220	944.935
Autoconsumo energia elettrica	kWh	16.566	15.616	12.369
Prelievo energia elettrica da rete	kWh	20.710	20.181	19.243
Indice consumo energie rinnovabili		0,036	0,038	0.033

Rumore ambientale

Come già evidenziato, lo stabilimento EniPower di Ravenna sorge su un'area di circa 9 ettari all'interno del più ampio sito multisocietario petrolchimico. 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 2017, 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 17:

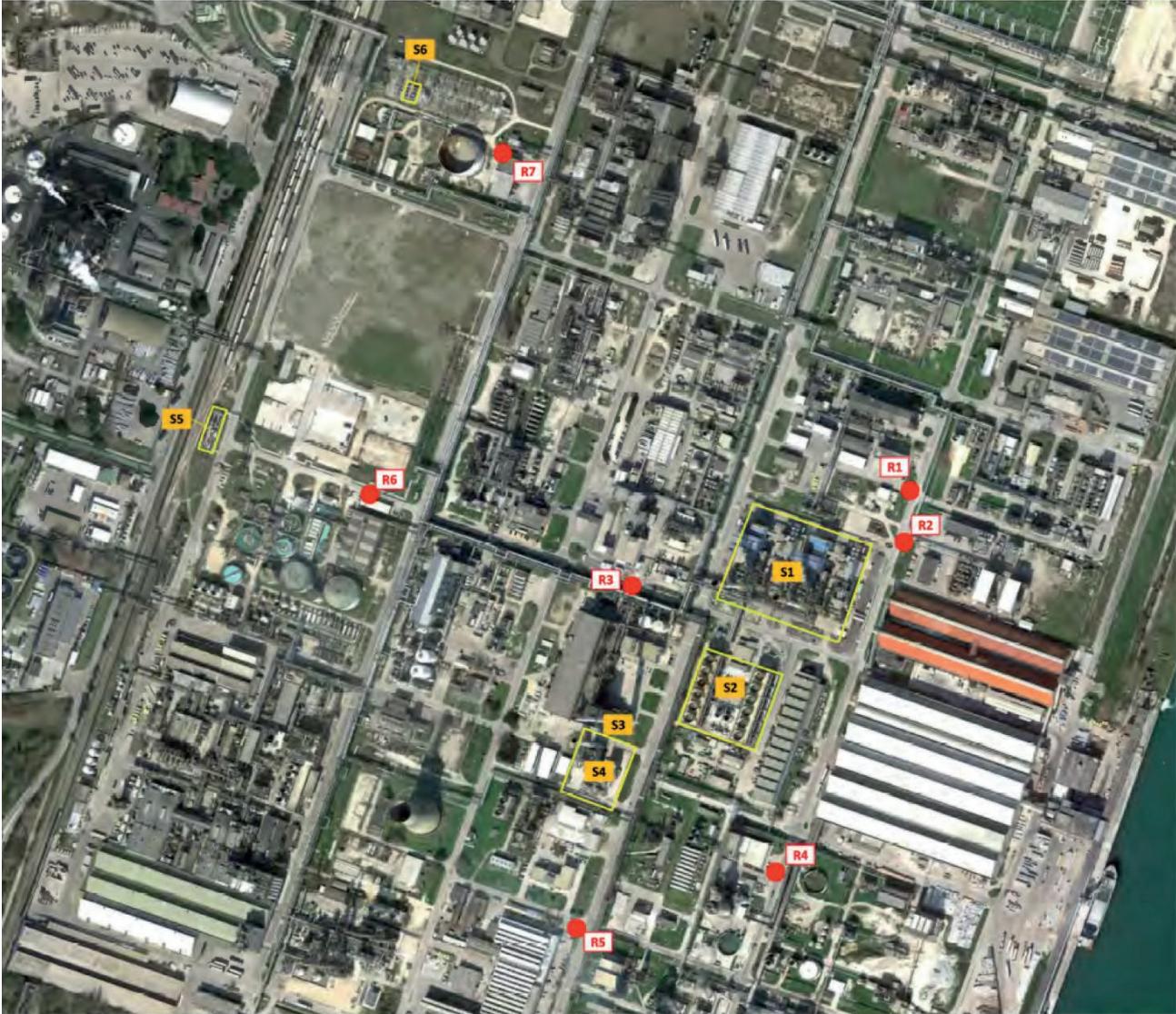
- S1 (gruppi turbogas CC1 e CC2);
- S2 (torri di raffreddamento asservite ai gruppi CC1 e CC2);
- S4 (gruppo turbogas TG501 e torri di raffreddamento ausiliari - utilizzato come riserva);
- S5 (stazione decompressione gas naturale);
- S6 (sottostazione elettrica).

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

I ricettori individuati e riportati in Figura 17 sono:

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

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



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

Sorgente	Potenza sonora [dBA]	LPS (dBA) calcolato al ricettore	LPS (dBA) misurato al ricettore	Distanza tra perimetro di misura e posizione del ricettore (m)	Valore limite assoluto di immissione (diurno/ notturno) (dBA)	Rispetto dei limiti
S1	114,4	R1 ACOMON: 68.6	R1 ACOMON: 66.3	80	70	Positivo
		R2 ENDURA: 69.1	R2 ENDURA: 64.3	45		Positivo
		R3 VINAVIL: 64.7	R3 VINAVIL: 74.2	98		Positivo
S2	119,1	R4 Uffici magazzino YARA: 63.9	R4 Uffici magazzino YARA: 63.8	138	70	Positivo
S4	110,4	R5 Uffici man. Versalis: 58.1	R5 Uffici man. Versalis: 61.5	160	70	Positivo
S5	95,6	R6 Sala Controllo TAC: 42.3	R6 Sala Controllo TAC: 63.1	180	70	Positivo
S6	89,4	R7 Caserma VVF di stabilimento: 40.6	R7 Caserma VVF di stabilimento: 63.5	110	70	Positivo

Sede legale

Piazza Vanoni, 1 - 20097 San Donato Milanese (MI)
e-mail: info@enipower.it

EniPower SpA

Capitale Sociale euro 944.947.849 i.v.
Registro Imprese di Milano-Monza-Brianza-Lodi
Codice Fiscale e Partita IVA n. 12958270154
R.E.A. Milano n. 1600596
Società soggetta all'attività di direzione e coordinamento
di Eni SpA / Società con unico socio

Sito internet:

www.eni.com

Centralino:

+39 02-520.1

Layout, impaginazione e supervisione

Korus - Roma

