



23/00655

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICA

Rev. 00
Data: 30/06/2023
Pag. 1/82

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICA

Ai sensi dell'Allegato 2 del D.Lgs 102/2014 e s.m.i.

SNAM RETE GAS
Centrale di Minerbio (BO)



23/00655

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICARev. 00
Data: 30/06/2023
Pag. 2/82**Sommario**

1	Premessa.....	6
1.1	Dati dell'azienda:.....	6
1.1.1	Rete Nazionale di Gasdotti.....	7
1.1.2	Centrali di compressione	9
1.1.3	Il sistema di dispacciamento gas e controllo del trasporto	10
1.2	Scopo e campo di applicazione	11
1.3	Normativa di riferimento	12
1.4	Prima emissione del 30/06/2023	12
2	Metodologia della diagnosi energetica	13
2.1	Approccio metodologico.....	13
2.1.1	Struttura energetica aziendale.....	14
2.1.2	Rilevanza degli usi energetici: analisi di dettaglio	14
3	Ciclo produttivo e usi energetici	16
3.1	Dati generali sul sito.....	16
3.2	Descrizione delle attività principali	16
3.3	Impianti e utilities	20
3.4	Processi e materie prime	28
3.5	Produzione di energia	29
3.6	Fabbisogni energetici e dati di attività	30
3.6.1	Energia primaria.....	30
3.6.2	Energia finale	31
4	Metodo di raccolta dati e fonti	37
4.1	Consumo di energia e sistemi di misura dei dati effettivi	38
4.1.1	Profili di carico del gas naturale	38
4.1.2	Profili di carico di energia elettrica	43
4.2	Modalità di determinazione dei dati operativi.....	44
4.3	Variabili energetiche e fattori di aggiustamento.....	47
4.4	Unità di misura e valori di riferimento adottati	47
5	Vettori energetici e consumi.....	49
5.1	Consumi globali di energia finale (kWh).....	49
5.2	Costi dell'energia	49
6	Consumi energetici finali e usi energetici	50
6.1	Approfondimento sugli usi energetici	56
7	Modello energetico e analisi di dettaglio	58



23/00655

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICA

Rev. 00

Data: 30/06/2023

Pag. 3/82

7.1	Analisi dati operativi.....	59
7.1.1	Energia elettrica	60
7.1.2	Gas naturale.....	69
7.2	Validazione attendibilità modello	76
7.2.1	Energia Elettrica	76
7.2.2	Gas Naturale	76
7.2.3	Gasolio	77
7.2.4	Benzina.....	77
8	Indicatori energetici e Baseline	78
9	Gap-analysis (BAT)	80
10	Adeguamento del piano di monitoraggio	80
11	Interventi effettuati in passato o in corso	81
12	Individuazione delle opportunità di miglioramento.....	81
13	Validità e aggiornamento.....	82
	Allegato 1 Lay-out dell'insediamento.....	83
	Allegato 2 BAT sull'efficienza energetica	84
	Allegato 3 BAT di settore Large Combustion Plant Decisione 2021/2326 del 30/11/2021.....	95

**Indice delle figure:**

Figura 1-1: Attività di SRG sul territorio nazionale	7
Figura 1-2: Infrastruttura nazionale di dispacciamento	8
Figura 1-3 : Entry point e centrali di compressione	9
Figura 2-1: Processo di pianificazione energetica	13
Figura 2-2: Schematizzazione della struttura energetica aziendale	14
Figura 3-1: Schema impiantistico di centrale.....	20
Figura 3-2: Schema di flusso.....	27
Figura 3-3: Dettaglio mensile gas compresso.....	29
Figura 3-4: Fabbisogno di energia primaria totale	30
Figura 3-5: Fabbisogno di energia finale totale	31
Figura 3-6: Consumo di energia elettrica - dati effettivi 2022	32
Figura 3-7: Fabbisogno di gas naturale – Turbocompressori	33
Figura 3-8: Ripartizione di gas naturale tra i vari TC.....	34
Figura 3-9: Fabbisogno di gas naturale - preriscaldamento e riscaldamento civile.....	34
Figura 3-10: Consumi termici – dati effettivi 2022	35
Figura 4-1: Gas naturale - Curva di carico regime esercizio vs prova	39
Figura 4-2: Gas naturale - Curva di carico annua	40
Figura 4-3: Gas naturale - Curva di carico mensile TC.....	40
Figura 4-4: Curva di carico del GN – gennaio 2022	41
Figura 4-5: Curva di carico del GN – giugno 2022.....	41
Figura 4-6: Curva di carico del GN – settembre 2022.....	42
Figura 4-7: Curva di carico mensile dell'energia elettrica per singolo TC.....	43
Figura 4-8: Linee di misure fiscali con contatori ultrasonici (alimentazione turbocompressori).....	45
Figura 4-9: Linee di misura fiscali con misuratore a pistoncini rotanti (alimentazione caldaie).....	45
Figura 6-1: Ripartizione dei consumi finali per vettore energetico.....	50
Figura 6-2 Ripartizione dei consumi finali per uso energetico	52
Figura 6-3: Ripartizione dei consumi per uso energetico – gas naturale	54
Figura 6-4: Ripartizione dei consumi per uso energetico – energia elettrica	54
Figura 6-5: Ripartizione dei consumi per uso energetico – gasolio.....	55
Figura 6-6: Compressione – ripartizione consumi per vettore energetico	56
Figura 6-7: Preriscaldamento – ripartizione consumi per vettore energetico.....	56
Figura 6-8: Climatizzazione – ripartizione consumi per vettore energetico.....	57
Figura 6-9: Sistemi di emergenza – ripartizione consumi per vettore energetico.....	57
Figura 6-10: Parco veicolare – ripartizione consumi per vettore energetico.....	57
Figura 7-1: Ripartizione dei consumi finali per area funzionale.....	58
Figura 7-2: Ripartizione dei consumi per area funzionale e vettore energetico	59
Figura 7-3: Ripartizione dei consumi per uso e vettore energetico.....	60
Figura 7-4: Ripartizione di energia elettrica per uso energetico	62
Figura 7-5: Correlazione consumi elettrici dei TC e gas compresso.....	63
Figura 7-6: Correlazione consumi elettrici dei TC e ore di funzionamento.....	64
Figura 7-7: Ripartizione dei consumi termici per uso energetico.....	69
Figura 7-8: Compressione - correlazione lineare tra consumo e gas compresso.....	71
Figura 7-9: Compressione - correlazione lineare tra consumo e ore di funzionamento.....	71
Figura 7-10: Compressione - correlazione lineare tra consumo dei singoli TC e ore di funzionamento.....	72
Figura 7-11: Climatizzazione - correlazione lineare tra consumi termici e Gradi Giorno.....	75



23/00655

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICA

Rev. 00

Data: 30/06/2023

Pag. 5/82

Indice delle tabelle

Tabella 3-1: Dati generali.....	16
Tabella 3-2: Dettagli delle turbine a gas.....	18
Tabella 3-3: Censimento degli impianti delle attività principali.....	19
Tabella 3-4: Specifiche tecniche turbocompressori	19
Tabella 3-5: Censimento impianti Servizi Ausiliari e Servizi Generali.....	26
Tabella 3-6: Specifiche tecniche caldaie esistenti	26
Tabella 3-7: Capacità di compressione massima.....	26
Tabella 3-8: Materia prima in ingresso.....	28
Tabella 3-9: Gas compresso annuo	28
Tabella 3-10: Gas compresso - dettaglio mensile.....	28
Tabella 3-11: Fabbisogno di energia primaria totale.....	30
Tabella 3-12: Ripartizione di energia finale totale	31
Tabella 3-13: Fabbisogno di energia elettrica	32
Tabella 3-14: Fabbisogno di gas naturale e consumi termici	35
Tabella 3-15: Fabbisogno di gasolio	36
Tabella 3-16: Fabbisogno di benzina.....	36
Tabella 4-1: Sistema di misura e di approvvigionamento dell'energia	38
Tabella 4-2: Fonte dei dati operativi di energia.....	44
Tabella 4-3 Contatori termici.....	46
Tabella 4-4: Contatori elettrici.....	46
Tabella 4-5: Fattori di conversione 2022	47
Tabella 4-6: Proprietà fisiche dei combustibili in condizioni di riferimento (2022)	48
Tabella 6-1: Modello energetico 2022	61
Tabella 7-1: Utenze elettriche	63
Tabella 7-2: Cabinati – consumi elettrici	63
Tabella 7-3: Preriscaldamento – consumi elettrici	65
Tabella 7-4: Climatizzazione – consumi elettrici	67
Tabella 7-5: Altre utenze elettriche.....	68
Tabella 7-6: Utenze termiche	69
Tabella 7-7: Consumi termici - compressione	70
Tabella 7-8: Compressione: ore di funzionamento TC	72
Tabella 7-9: Consumi termici - preriscaldamento.....	73
Tabella 7-10: Consumi termici caldaia per riscaldamento e GG Minerbio.....	74
Tabella 7-11: Scostamento modello energetico - energia elettrica	76
Tabella 7-12: Scostamento modello energetico - gas naturale.....	76
Tabella 7-13: Scostamento modello energetico - gasolio	77
Tabella 7-14: Scostamento modello energetico - benzina	77
Tabella 8-1: Energia primaria – indicatori generali	78
Tabella 8-2: Energia finale – indicatori generali	78
Tabella 8-3: EnPIS: indicatori specifici	79
Tabella 10-1: Livello di copertura del monitoraggio energetico	80
Tabella 12-1: Opportunità di miglioramento	81

	23/00655
RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICA	Rev. 00 Data: 30/06/2023 Pag. 6/82

1 Premessa

Il presente documento, realizzato dall' Ing. Mattia Pelizzoni, qualificato EGE ai sensi della UNI 11339:2009, dal Dott. Ing. Alessandro Grespi e dal Dott. Ing. Diego Bergamini della Società MADE HSE S.r.l. in collaborazione con Luciano Occhio, Energy Manager di Snam e Danilo Tacchinardi Energy Manager di Snam Rete Gas (nominati secondo la L. 10/1991 e s.m.i.), rappresenta il rapporto di diagnosi energetica secondo quanto previsto dall'Allegato 2 del D.Lgs 102/2014 e s.m.i. per il sito di Minerbio della società Snam Rete Gas S.p.A.

Si specifica che ai fini dell'adempimento dell'obbligo di cui all'articolo 8 del D.Lgs. 102/2014, i termini "diagnosi" e "audit" sono da considerarsi sinonimi e che il presente rapporto di diagnosi energetica rappresenta l'audit iniziale descrittivo dell'uso dei vettori energetici presso il sito condotto sui dati di consumo dell'anno precedente.

Il presente documento costituisce la prima emissione del Rapporto di Diagnosi Energetica per il sito di Minerbio (BO) e il quinto se si considerano le centrali di Snam Rete Gas, dopo quello presentato nel 2021 per la centrale di Istrana (TV), le due presentate nel 2022 per Poggio Renatico (FE) e Masera (VB), e la centrale di Sergnano per il 2023; inoltre si richiama che per la società Snam Rete Gas è stato presentato documento di diagnosi energetica e relativo all'intera rete (cosiddetto "sito virtuale") in data 14/11/2019 mediante portale Audit 102.

Il medesimo rapporto si configura come adempimento alla prescrizione numero 10.1 contenuta nell'Autorizzazione Integrata Ambientale rilasciata dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare con decreto 0000220 del 26/07/2019.

1.1 Dati dell'azienda:

Il gruppo Snam è il principale operatore in Italia ed in Europa nella realizzazione e nella gestione integrata delle infrastrutture del gas naturale. Con riferimento al continente europeo l'azienda si occupa delle attività di seguito elencate:

- Trasporto e dispacciamento del gas naturale (Snam Rete Gas, di seguito indicata come SRG)
- Stoccaggio del gas naturale (Stogit, di seguito indicata come STG)
- Rigassificazione di gas naturale liquefatto (GNL Italia, di seguito indicata come GNL).

Grazie ad una rete sostenibile e tecnologicamente avanzata, Snam garantisce la sicurezza degli approvvigionamenti di gas naturale giocando un ruolo importante nella transizione energetica tramite modelli di crescita sostenibile focalizzati sull'utilizzo e sullo sviluppo di nuove tecnologie innovative ed efficienti, indirizzati verso il raggiungimento della neutralità carbonica entro il 2040. Oltre che in Italia, Snam è attiva tramite consociate internazionali, in Albania, Austria, Cina, Francia, Grecia, Emirati Arabi Uniti e Regno Unito; in qualità di holding gioca un ruolo strategico di indirizzo, coordinamento e controllo delle attività operative.

Con riferimento al territorio nazionale italiano, Snam, tramite SRG, si occupa dell'attività di trasporto e dispacciamento del gas in arrivo agli Entry Point dai metanodotti transfrontalieri ai punti di riconsegna dei clienti finali per conto dei soggetti che all'interno della filiera producono o commercializzano il gas, chiamati anche Shipper. L'attività di dispacciamento viene effettuata lungo il territorio tramite centrali termoelettriche di compressione.

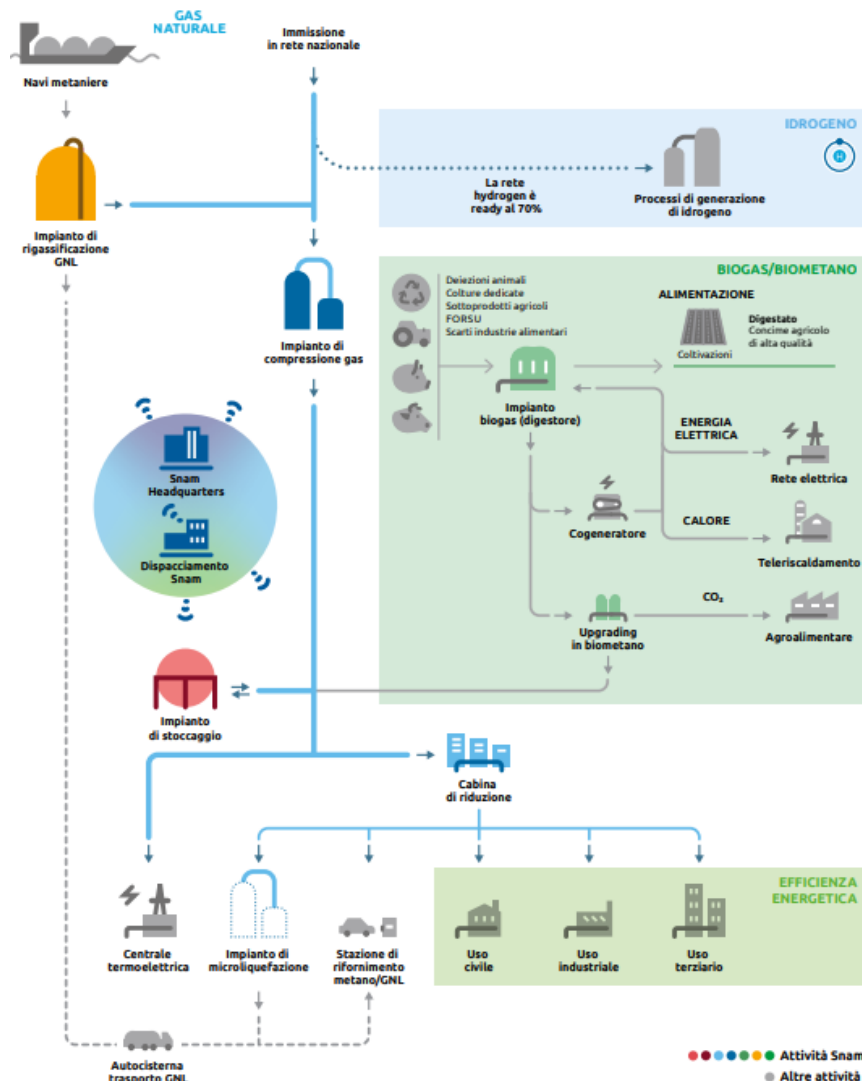


Figura 1-1: Attività di SRG sul territorio nazionale

1.1.1 Rete Nazionale di Gasdotti

Il sistema di trasporto è costituito da una rete di gasdotti di 32.647 km sul territorio nazionale mantenuta in alta e media pressione grazie all'ausilio di 13 impianti di compressione ubicati a distanza di circa 150 – 200 km tra loro, i più recenti entrati in esercizio nel 2018, Minerbio e Sergnano. La rete è suddivisa in 8 distretti, nei quali sono localizzati 48 centri di manutenzione ed un Centro di Dispacciamento situato presso la sede di San Donato Milanese, che da remoto controlla e monitora tutti gli impianti in collaborazione con le unità locali.

Il gas naturale proviene da giacimenti metaniferi nazionali ed internazionali, da importazioni dal Nord Europa, Russia, Algeria, Libia e Azerbaijan che una volta estratto dal giacimento, viene convogliato anche a diversi km di distanza tramite la rete con possibili perdite di carico causate da variazioni di diametro e della lunghezza delle tubazioni o della portata di gas al loro interno. Al fine di garantire il transito del flusso, le perdite di pressione vengono compensate con apposite centrali di spinta che ripristinano la pressione ai valori di riferimento necessari per il trasporto.

La rete di dispacciamento è suddivisa per un terzo tra la Rete Nazionale e la restante parte tra la Rete Regionale.

La rete di Trasporto Nazionale è costituita da condotte di grandi dimensioni (diametro massimo 1,4 m), nelle quali viene immesso il gas importato, prodotto a livello nazionale o proveniente dagli impianti di rigassificazione. Invece la Rete Regionale, più capillare, permette la distribuzione della materia prima verso i grandi consumatori termoelettrici o altre utenze nazionali o le reti di distribuzione urbane.

Le centrali di compressione, oltre che compensare le perdite di carico, permettono anche di adeguare le diverse pressioni nella rete assicurandone il flusso di gas naturale ai valori richiesti, da pressioni di trasporto di 24-75 bar fino a 115 bar.

A completamento dell'infrastruttura terrestre, si aggiungono inoltre alcuni terminali marittimi che collegano l'intero sistema alle condotte sottomarine di importazione del gas naturale.



Figura 1-2: Infrastruttura nazionale di dispacciamento

1.1.2 Centrali di compressione

Nel territorio nazionale sono presenti 13 centrali di compressione localizzate a Malborghetto, Istrana, Sergnano, Masera, Poggio Renatico, Minerbio, Terranuova, Gallese, Melizzano, Montesano, Tarsia, Messina ed Enna. Gli impianti sono distribuiti su tutto il territorio e sono costituiti generalmente da compressori centrifughi trascinati da turbine a gas. Le unità convertono l'energia meccanica delle turbine in energia di pressione che viene ceduta al gas naturale grazie all'attività del compressore. La potenza installata è pari a 961 MW.

Si riportano in figura le centrali di compressione, la rete di distribuzione e gli Entry Point della rete di dispacciamento.



Figura 1-3 : Entry point e centrali di compressione

	23/00655
RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICA	Rev. 00 Data: 30/06/2023 Pag. 10/82

L'impianto di compressione è costituito generalmente da:

- Unità di compressione, costituite da compressori centrifughi *direct drive* azionati da turbine a gas e complete dei propri sistemi di controllo;
- Caldaie adibite al preriscaldamento del gas combustibile della turbina;
- Aero refrigeranti per il raffreddamento del gas in mandata (non presenti in tutti gli impianti);
- Condotte e relative apparecchiature ausiliarie (filtri, valvole, sistemi di sfiato, protezione catodica);
- Sistemi di controllo per la gestione dell'impianto;
- Infrastrutture civili (sala controllo, sala quadri, uffici, officina, magazzino, etc..).

Tutte le centrali possono essere controllate sia manualmente in locale che in automatico tramite la gestione remota con il sistema di Dispacciamento del Trasportatore, che ottimizza automaticamente le condizioni operative della rete in totale sicurezza ed affidabilità in base alle esigenze richieste dal sistema di distribuzione.

I criteri adottati nella progettazione, costruzione ed esercizio delle centrali, in considerazione del periodo in cui la centrale è stata concepita e dello specifico impiego, si basano sulla normativa di riferimento nazionale ed internazionale, oltre che sulla consolidata esperienza del Trasportatore, e sono finalizzati ad ottenere un elevato grado di sicurezza, affidabilità impiantistica ed efficienza operativa.

1.1.3 Il sistema di dispacciamento gas e controllo del trasporto

Il Centro di Dispacciamento è un'infrastruttura strategica per la gestione del flusso di gas sull'intera rete nazionale: dalla sala di controllo centrale è possibile monitorare e telecontrollare i principali gasdotti e le centrali di compressione dell'intera rete, acquisendo e supervisionando dati in qualsiasi momento.

Il sistema garantisce il trasporto in condizioni di sicurezza, estrema affidabilità ed in piena efficienza, nonché il bilanciamento della rete in accordo alla domanda del gas, la cui richiesta è fortemente stagionale.

L'infrastruttura è costituita da un software centrale denominato SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) in grado di gestire in tempo reale oltre 130.000 parametri relativi ai 3.000 impianti ubicati sul territorio.

Si riportano a seguire i principali dati del sito della società SRG, riferiti all'anno 2022:

- Sede legale: Piazza Santa Barbara, 7 20097 San Donato Milanese (MI)
- Codice ATECO: 49.50.10
- Descrizione attività: Trasporto tramite condotte di gas
- N° dipendenti centrale di Minerbio (BO): 5 (dato al 31/12/2022)
- Con riferimento a Snam Rete Gas si riportano i dati finanziari per l'anno 2022:
 - Fatturato Snam Rete Gas: 2.306 M€

	23/00655
RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICA	Rev. 00 Data: 30/06/2023 Pag. 11/82

1.2 Scopo e campo di applicazione

L'azienda non rientra nella definizione di imprese a forte consumo di energia richiamata dall'art. 8 comma 3 del D.Lgs. 102/2014, con riferimento all'art 39 della l. 83/2012 e all'art 2 DM Finanze del 05/04/2013. L'azienda risulta invece grande impresa e quindi tenuta ad effettuare la diagnosi energetica con frequenza quadriennale (ultima comunicazione effettuata in data 14/11/2019 in riferimento al sito virtuale di Snam Rete Gas.

Il presente documento di diagnosi è stato redatto in ottemperanza alla richiesta espressa dal Parere Istruttorio Conclusivo relativo al procedimento di riesame di AIA (ID 953/1106), nel quale si richiede la verifica dei parametri energetici all'interno del Sistema di Gestione Ambiente paragrafo 10.1 punto a) con cadenza biennale.

Il sito oggetto della presente diagnosi energetica è la centrale di compressione localizzata presso il comune di Minerbio (BO).

L'analisi è finalizzata alla individuazione degli usi energetici significativi correlati alle attività dell'azienda, nonché alla registrazione delle opportunità di miglioramento e alla definizione degli obiettivi sulla base delle tecnologie disponibili. La diagnosi energetica permette quindi di rilevare le prestazioni energetiche dei propri impianti e prevedere quali saranno quelle future, in modo da incrementare continuamente le proprie prestazioni e valutare le eventuali anomalie, oltre che migliorare continuamente l'efficienza energetica, l'uso e il consumo dell'energia.

L'attività di analisi è stata svolta nel periodo tra marzo e giugno 2023, riferita ai dati dell'anno 2022.

Per quanto sopra richiamato, l'esame e la valutazione dei vettori energetici sono stati condotti per aree funzionali e per aree di consumo e, dove necessario, per singoli impianti.

	23/00655
RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICA	Rev. 00 Data: 30/06/2023 Pag. 12/82

1.3 Normativa di riferimento

La presente analisi è realizzata ai sensi della seguente normativa e dei disposti comunitari e nazionali:

- Direttiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2012 sull'efficienza energetica – modifica delle direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abrogazione delle direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE;
- Decreto Legislativo 4 luglio 2014, n. 102- Attuazione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE;
- Decreto Legislativo 18 luglio 2016, n. 141- Disposizioni integrative al decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, di attuazione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE;
- Decreto Legislativo 14 luglio 2020, n. 73 - Attuazione della direttiva (UE) 2018/2002 che modifica la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, di integrazione al Decreto Legislativo 4 luglio 2014, n. 102;
- Circolare del Ministero dello Sviluppo Economico del 18/12/2014;
- Chiarimenti del Ministero dello Sviluppo Economico “Chiarimenti in materia di diagnosi energetica nelle imprese ai sensi dell’articolo 8 del decreto legislativo n. 102 del 2014” – maggio 2015;
- Chiarimenti del Ministero dello Sviluppo Economico “Chiarimenti in materia di diagnosi energetica nelle imprese ai sensi dell’articolo 8 del decreto legislativo n. 102 del 2014” – novembre 2016;
- Linee guida ENEA per il monitoraggio nel settore industriale per le diagnosi energetiche ex art. 8 del D.Lgs. 102/2014 e s.m.i. – febbraio 2018;
- Chiarimenti del Ministero dello Sviluppo Economico “Chiarimenti in materia di diagnosi energetiche e certificazione ISO 50001” - dicembre 2018;
- Linee Guida e Manuale Operativo Diagnosi Energetiche: Clusterizzazione, Rapporto di diagnosi e Piano di monitoraggio – ENEA 03/05/2019;
- UNI CEI EN 16247-1:2022 Diagnosi energetiche – Aspetti generali;
- UNI CEI EN 16247-3:2022 Diagnosi energetiche – Processi;
- Bref Comunitario “Reference Document on Best Available Techniques for Energy Efficiency - February 2009”.
- BAT di settore Large Combustion Plant del 31/07/2017, aggiornate con Decisione di Esecuzione (UE) 2021/2326 della Commissione del 30 novembre 2021, a norma della direttiva 2010/75/ UE del Parlamento europeo e del Consiglio, per i grandi impianti di combustione.
- UNI CEI 11339:2009 Gestione dell'Energia – Esperti in gestione dell'energia – requisiti generali per la qualificazione.
- Parere Istruttorio Conclusivo del 3 aprile 2019 relativo all'installazione permanente di due nuove unità di compressione ID 953/1106

1.4 Prima emissione del 30/06/2023

Il presente documento rappresenta la prima emissione del rapporto di diagnosi energetica del sito produttivo di Minerbio, datato 30/06/2023, ad integrazione della diagnosi energetica condotta per Snam Rete Gas e trasmessa ad ENEA in data 14 novembre 2019 relativa a tutta la rete e alle 13 centrali presenti sul territorio nazionale

Il documento contiene i dati effettivi ed operativi di consumo energetico e di processo dell'impianto riferiti alle attività svolte nel periodo dal 01/01/2022 al 31/12/2022.

2 Metodologia della diagnosi energetica

2.1 Approccio metodologico

Il percorso seguito per sviluppare la diagnosi energetica dell'azienda segue quanto previsto dall'allegato 2 della circolare MISE del novembre 2016 e dell'allegato 2 del D.Lgs. 102/2014 ed è quindi costituito fondamentalmente da quattro punti chiave.

- Analizzare l'uso e il consumo di energia basato su misurazioni, stime, calcoli:
 - a. identificazione delle fonti di energia attuali;
 - b. raccolta dati relativi al consumo di energia nel passato e nel presente, con la definizione di un periodo di riferimento;
 - c. suddivisione della realtà aziendale in aree funzionali;
 - d. individuazione degli usi energetici;

allo scopo di Definire indicatori di prestazione energetica soddisfacenti sulla base dei consumi reali e di variabili che possono essere di tipo produttivo e non produttivo.

- Identificare, mettere in ordine di priorità e registrare le opportunità di miglioramento della prestazione energetica sulla base delle tecnologie disponibili nel mercato, basandosi, anche sull'analisi del costo del ciclo di vita, invece che su semplici periodi di ammortamento, in modo da tener conto dei risparmi a lungo termine, dei valori residui degli investimenti a lungo termine;
- Definire gli obiettivi di miglioramento in relazione al consumo di riferimento, agli indici di prestazione energetica, mediante traguardi e appositi piani di azione

Il percorso è rappresentato nello schema a blocchi che segue.

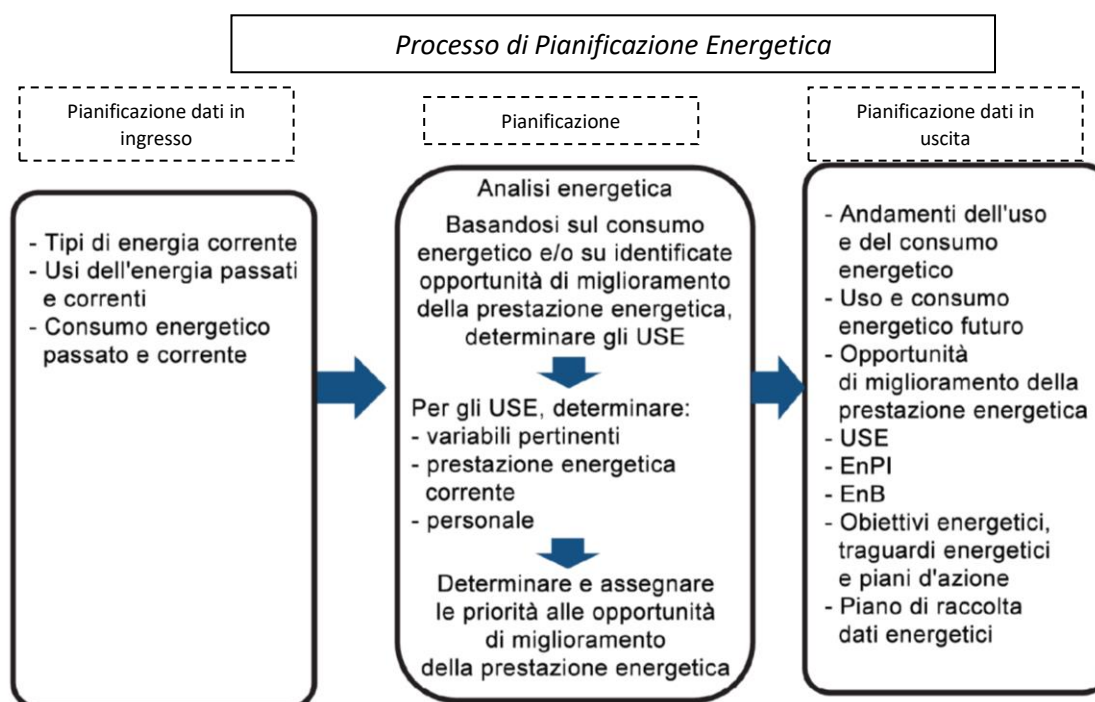


Figura 2-1: Processo di pianificazione energetica

2.1.1 Struttura energetica aziendale

Al fine di sviluppare l'analisi energetica in conformità ai criteri minimi contenuti nelle norme tecniche UNI CEI EN 16247 parti da 1 a 4, e in coerenza all'Allegato 2 della circolare MISE del novembre 2016, si prevede la messa a punto della "struttura energetica aziendale" che, attraverso un percorso strutturato a più livelli, consente di avere un quadro completo ed esaustivo della realtà dell'impresa.

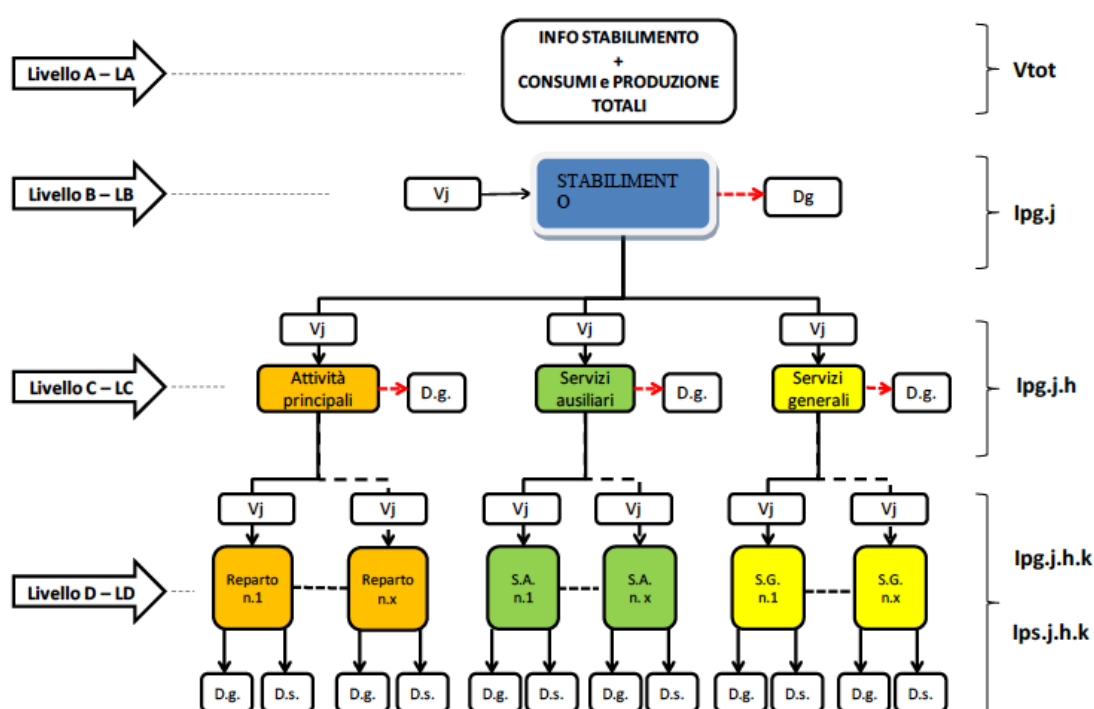


Figura 2-2: Schematizzazione della struttura energetica aziendale

In particolare, il modello energetico deve essere rappresentato suddividendo i consumi in tre ambiti distinti (aree funzionali):

- attività principali: consumi associati alle attività direttamente connesse alla produzione beni o erogazione di servizi (impianti di processo);
- servizi ausiliari: consumi associati agli impianti e le utilities ausiliarie al processo produttivo/erogazione del servizio;
- servizi generali: consumi associati ai servizi generali indipendenti dal processo o attività principale (es: illuminazione, riscaldamento uffici e locali).

2.1.2 Rilevanza degli usi energetici: analisi di dettaglio

Tra gli usi energetici del sito vanno individuati quelli rilevanti per i quali è opportuno procedere con un'analisi di dettaglio. A tal scopo si richiama l'Allegato 2 del documento "Chiarimenti in materia di diagnosi energetica nelle imprese ai sensi dell'articolo 8 del D.Lgs. n. 102 del 2014" emanato nel maggio 2015 ed aggiornato novembre 2016 da parte del Ministero dello Sviluppo Economico, che recita: «Il livello di dettaglio della struttura energetica aziendale, ovvero la suddivisione in aree funzionali, dipende dalla dimensione energetica

	23/00655
RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICA	Rev. 00 Data: 30/06/2023 Pag. 15/82

della specifica area funzionale. In altri termini l'analisi di dettaglio si ferma quando la dimensione energetica dell'area funzionale in esame è inferiore al 5% dei consumi energetici totali dell'azienda».

L'analisi di dettaglio sarà condotta nel seguente modo:

- descrizione dell'area funzionale: mappatura dei macchinari e degli impianti che la caratterizzano con commenti;
- indicatore specifico "EnPIS": analisi delle variabili e dell'energy driver adottato;
- confronto delle tecnologie utilizzate con le Best Available Techniques applicabili: applicazione delle BAT trasversali sull'efficienza energetica (tabella **Allegato 2**) e l'applicazione delle BAT di settore (tabella **Allegato 3**) e di eventuali dati di letteratura. Nel caso di mancanza di riferimenti tecnologici, la diagnosi avrà come riferimento la situazione ex ante.



3 Ciclo produttivo e usi energetici

3.1 Dati generali sul sito

Ragione Sociale	SNAM RETE GAS S.p.A.
Anno di fondazione dell'azienda	2001
Anno di realizzazione del sito (Centrale di Masera)	2018
Sede legale	Piazza S. Barbara, 7 20097 San Donato Milanese (MI)
Unità produttiva	Impianto di compressione gas – Via Zenia – Minerbio (BO)
Codice ATECO principale	49.50.10 - Trasporto mediante condotte di gas
Manager Impianto	Mattia Zizzo
Legale Rappresentante	Massimo Derchi
Energy manager	Danilo Tacchinardi
Gestore AIA	Marco Lorenzo Brunetti

Tabella 3-1: Dati generali

3.2 Descrizione delle attività principali

La centrale di Minerbio è entrata in esercizio in data 31/03/2018, in occasione della messa in marcia dell'unità di compressione TC2; essa si trova sulla rete dei gasdotti di importazione mediterranea ed è costituita appunto da un impianto di compressione.

La centrale è ubicata in Via Zena nel Comune di Minerbio (BO) e confina a sud con la centrale di stoccaggio gas di proprietà Stogit e nelle restanti direzioni con terreni agricoli.

L'area occupata dalla centrale è, da un punto di vista morfologico, di tipo pianeggiante e si trova ad una quota di circa 11 m s.l.m.

La superficie occupata è pari a poco più 109.000 m², di cui 6.481 m² destinati ad aree coperte, 36.428 m² tra strade, piazzali e altre aree esterne pavimentate, mentre i restanti 66.679 m² sono adibiti alle aree scoperte non pavimentate.

L'impianto di Minerbio, così come tutti gli impianti di compressione del gas naturale, non svolge alcuna attività produttiva vera e propria, effettua esclusivamente l'azione di "spinta" del gas all'interno della rete dei metanodotti Snam Rete Gas.

La centrale comprende essenzialmente tre aree, descritte come di seguito:

- **Area Impianti**

Sono installate le due unità di compressione, ciascuna collocata all'interno di un fabbricato insonorizzato diviso da moduli, che svolge la duplice funzione di protezione dagli agenti atmosferici e di contenimento dell'emissione acustica, il piping di centrale e di unità, completo di tutte le necessarie valvole, un sistema silenziato di scarico ordinario e uno non silenziato con funzione di scarico rapido di emergenza, entrambi provvisti di rilevatori di fiamma e dispositivi automatici di spegnimento. Completano l'impianto un sistema di filtraggio gas, un terminale di misura, una regolazione, le tubazioni di centrale, sistemi di sfiato per la centrale e per le unità di compressione e il sistema gas combustibile e produzione acqua calda. L'impianto di compressione gas di Minerbio è costituito da due unità di compressione identiche collegate in parallelo, denominate rispettivamente TC1 e TC2, azionate ciascuna da una turbina alimentata a gas di potenza di tipo industriale e avente potenza termica di 34,453 MWt, per una potenza termica complessiva pari a 70,441 MWt. Ciascuna turbina è accoppiata a compressore centrifugo monostadio (potenza meccanica di 12 MW l'uno), dotata di un motore elettrico per l'avviamento e giunto idraulico, con la funzione di fornire al gas la spinta necessaria per il trasporto nella rete.

	23/00655
RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICA	Rev. 00 Data: 30/06/2023 Pag. 17/82

Le condizioni di funzionamento dell'impianto non sono costanti nel tempo ma variano in relazione alle richieste di trasporto gas. La configurazione di esercizio dell'impianto prevede la marcia dei due turbocompressori e di due delle tre caldaie installate.

- **Area Fabbricati**

L'area fabbricati, ubicata a distanza di sicurezza dall'area impianti, è costituita da più edifici che comprendono:

- sala controllo;
- sala quadri elettrici;
- uffici;
- officina;
- magazzino;
- centrale termica;
- locale fluidi;
- servizi;
- cabina elettrica di trasformazione;
- sala batterie;
- sala telemisure;
- quadro di commutazione;
- gruppo generatore elettrico di emergenza.

- **Strade e Piazzali**

Sono costituite da una rete stradale interna in asfalto che collega l'accesso alla centrale di compressione con i vari fabbricati e le aree impianti, e che consentono il transito dei mezzi.

Sono inclusi poi camminamenti pavimentati di larghezza adeguata che permettono di accedere alle zone di manutenzione e alle aree di manovra.

Il ciclo produttivo della centrale è suddiviso nelle fasi di seguito descritte, di cui si riporta una breve descrizione nei seguenti paragrafi:

- aspirazione del gas;
- compressione;
- mandata.

ASPIRAZIONE GAS:

L'impianto è collegato in aspirazione ad un collettore ad anello che riceve i gasdotti mediterranei GA.ME.A, GA.ME.B (Gasdotto Mediterraneo A e B) e la futura linea adriatica.

L'impianto è progettato per 75 bar in aspirazione; tuttavia, la pressione operativa è di circa 56 bar.

Dal collettore di aspirazione ad anello si staccano anche le linee del gas combustibile dei turbocompressori, che viene prelevato a valle dei filtri gas principali, e le linee del gas per servizi e gas alimentazione attuatori valvole di centrale.

Il gas combustibile passa attraverso i filtri del fuel gas per poi essere preriscaldato, ridotto di pressione e nuovamente filtrato con filtri bistadio (cartuccia e pacco lamellare) coibentati e tracciati, per evitare che il gas combustibile si raffreddi lungo il percorso; infine, il gas viene misurato con misuratore ad ultrasuoni ed inviato nella camera di combustione delle turbine.

COMPRESSIONE GAS:

Come premesso, la centrale è composta da 2 unità di compressione (TC1, TC2), uguali fra loro e collegate in parallelo, di tipo light-duty, azionate da due turbine di potenza di tipo industriale con efficienza termica nelle

	23/00655
RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICA	Rev. 00 Data: 30/06/2023 Pag. 18/82

condizioni ISO pari a circa il 34,4%, a ciclo semplice, con camere di combustione a secco a bassa emissione (DLE).

L'avviamento delle unità è di tipo elettroidraulico ed è singolo per ciascuna unità di compressione.

L'aria atmosferica aspirata dal compressore assiale è opportunamente filtrata da un idoneo filtro a due stadi, composto da un prefiltro a tasche e da un filtro ad alta efficienza.

Ogni unità è alloggiata in apposito cabinato (cabinato unità) che ha la funzione di insonorizzazione e di protezione dagli agenti atmosferici. È presente un ulteriore cabinato (cabinato motore) che racchiude il generatore gas e la turbina di potenza, con funzione di proteggere e isolare termicamente ed acusticamente la turbina.

Nella seguente tabella si riportano le caratteristiche delle turbine presenti in Centrale:

Nome	Tipo	Costruttore	Potenza meccanica ISO [kW]	Potenza termica ISO [kWt]	Alimentazione
TC1	MARS	SOLAR	11.856	34.453	Gas Naturale
TC2	MARS	SOLAR	11.856	34.453	Gas Naturale

Tabella 3-2: Dettagli delle turbine a gas

Presso la centrale sono presenti tre generatori di calore alimentati a gas naturale, i quali svolgono le seguenti funzioni:

- caldaie B1 e B2, funzionanti in parallelo e dimensionate ognuna per il 100% del carico (una funzionante e una di scorta), per il preriscaldamento del fuel gas destinato ai compressori. La potenzialità di tale sistema, determinata dal calore necessario per compensare la riduzione di temperatura causata dalla riduzione di pressione del fuel gas e per garantire la temperatura minima del fuel gas richiesta dalle unità di compressione, è ripartita sulle due caldaie.
- caldaia B3, dimensionata per il 100% del carico termico, dedicata alla produzione di acqua calda ad uso sanitario, nonché il riscaldamento dei fabbricati e dei cabinati unità.

Le caldaie sono del tipo a funzionamento automatico e con focolare pressurizzato, alloggiato in apposito locale dotato di prese d'aria insonorizzate, separato rispetto al fabbricato principale.

In mancanza di rete elettrica esterna, è presente un gruppo elettrogeno di emergenza (DG1) alimentato a gasolio, ubicato presso il locale cabina elettrica, con potenza termica di 2.960 kWt. È inoltre presente una motopompa (P-13), sempre a gasolio, per il funzionamento del sistema antincendio, quest'ultimo di potenza termica pari a 212 kWt.

MANDATA GAS:

la centrale è progettata per 75 bar in mandata. Nella fase di mandata il gas in uscita dai turbocompressori, di cui viene misurata la portata con misuratori ad ultrasuoni, viene inviato tramite un collettore di Centrale DN 1400 in due collettori DN 1200 di collegamento dall'attiguo nodo di smistamento con i gasdotti DN 1050 verso Poggio Renatico e DN 1200 verso Cortemaggiore.

Sul collettore di mandata centrale viene derivata una linea di riciclo che si collega al collettore di aspirazione di centrale a monte della batteria di filtri, completa di idoneo sistema di regolazione.



23/00655

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICARev. 00
Data: 30/06/2023
Pag. 19/82

Di seguito si riportano gli impianti che fanno parte dell'area funzionale **attività principali**:

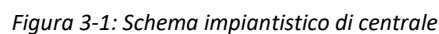
Area funzionale	Uso energetico	Impianti	Modalità ed orari di funzionamento
Attività Principali	Compressione	N.2 turbocompressori: - TC1/TC2 (MARS SOLAR) Pe 11,856 MW/cad.	In base alla richiesta di modulazione Ore massime di funzionamento 8.760h

Tabella 3-3: Censimento degli impianti delle attività principali

Si riportano inoltre di seguito le specifiche tecniche dei turbocompressori installati all'anno 2022:

Specifiche tecniche dei turbocompressori		
Denominazione	TC1	TC2
Tipo	MARS	MARS
Costruttore	SOLAR	SOLAR
Potenza meccanica ISO (kW)	11.856	11.856
Potenza termica ISO (kW)	34.453	34.453
Combustibile	Gas naturale	Gas naturale
Consumo gas naturale (massimo carico)	3500 Sm ³ /h	3500 Sm ³ /h
Portata Gas compresso (stima)	40,800 m ³ /h	40,800 m ³ /h
Portata fumi scarico (secchi)	153,245 kg/hr	153,245 kg/hr
Altezza camino	15 m	15 m
Sezione camino	6,25 m ²	6,25 m ²
Efficienza termica	ca. 30%	ca. 30%
Ciclo	semplice	Semplice

Tabella 3-4: Specifiche tecniche turbocompressori



Il gas combustibile per l'alimentazione delle caldaie (inclusa la terza asservita alla climatizzazione civile di cui si tratterà più avanti) di produzione acqua calda viene prelevato a monte delle valvole di aspirazione centrale dalle due tubazioni in ingresso; viene filtrato, preriscaldato e ridotto alla pressione di 4,5 bar. Appositi cavetti



riscaldanti, nei tratti fuori terra, mantengono ad un'opportuna temperatura la tubazione e le valvole di riduzione della pressione anche quando non c'è flusso di gas.

Presso la centrale termica si trovano n. 9 pompe adibite alla mandata e al ricircolo dell'acqua calda, per una potenza installata complessiva pari a 24,25 kW. Alcune di queste si occupano della distribuzione dell'acqua calda in uscita dalla terza caldaia asservita alla climatizzazione, mentre tutte quante sono accoppiate in parallelo in modo da mantenerne sempre una in riserva all'altra. Ciascuna condotta di mandata alle varie diramazioni è dotata di dispositivi contacalorie per la contabilizzazione dell'energia termica.

Il fabbisogno termico da garantire per il raggiungimento della temperatura richiesta dal gas in ingresso alla camera di combustione delle turbine non è soddisfatto per alcuni periodi dell'anno, specie quelli più freddi. Infatti, la distanza tra la centrale termica e i cabinati e la tipologia di coibentazione della centrale, fanno sì che si creino delle dispersioni termiche lungo questo tragitto.

Per ovviare a questo problema, in linea a quanto scelto anche per il sito di Sergnano, poco dopo l'avvio della centrale di Minerbio nel 2018 sono stati installati due riscaldatori elettrici del fuel gas, uno per ogni TC presente: ciascuno di essi ha un assorbimento in termini di potenza di 55 kW, e sono ubicati all'esterno dei cabinati lungo la linea di alimentazione gas. Il loro funzionamento è strettamente legato alla temperatura del gas in aspirazione e alle condizioni ambientali esterne.

SISTEMA DI FILTRAZIONE DEL GAS PRINCIPALE

Il gas in aspirazione dai turbocompressori viene filtrato tramite una batteria di filtri e gli eventuali residui liquidi vengono raccolti in automatico e convogliati in un serbatoio dedicato della capacità di 15 m³ circa. Il serbatoio è equipaggiato con una pompa centrifuga per l'estrazione del liquido raccolto al suo interno ed il suo carico in autocisterna, per lo smaltimento come rifiuto.

SISTEMA DI DEPRESSURIZZAZIONE, SFIATO E RECUPERO

È inoltre presente un sistema di scarico del gas naturale in atmosfera composto da terminali di sfiato:

- vent silenzioso dedicato allo scarico operativo e straordinario delle unità di compressione (ME-1), provvisto di rivelatori di fiamma e dispositivi automatici di spegnimento a CO₂;
- vent non silenzioso con funzione di scarico rapido per casi eccezionali e di assoluta necessità (ME-2), provvisto di rivelatori di fiamma e dispositivi automatici di spegnimento a CO₂;
- terminale per lo scarico del gas naturale del serbatoio di slop (ME-3).

Al fine di ridurre, quando possibile, i quantitativi di gas da scaricare in atmosfera durante le fasi di depressurizzazione delle tubazioni, è presente un sistema di recupero gas che permette la re-immissione del gas in mandata alla centrale; tale sistema di recupero è costituito da un tubo polmone da DN 1400 dedicato al temporaneo accumulo di gas e da un elettrocompressore di recupero gas denominato k-1 per la sua ricompressione.

In caso di anomalia del sistema di recupero, il gas da scaricare viene convogliato direttamente al terminale di scarico silenzioso, ME-1

STOCCAGGIO DI MATERIE PRIME E COMBUSTIBILI

La centrale di compressione non è di tipo produttivo, ma per assolvere al servizio di compressione del gas nella rete dei metanodotti utilizza combustibili e materie prime; le principali materie prime sono riconducibili al gas combustibile delle unità di compressione e delle caldaie, al gasolio per il funzionamento del gruppo elettrogeno e della motopompa antincendio e all'olio di lubrificazione dei macchinari.

La movimentazione dei prodotti avviene in idonee aree confinate, dotate di piazzole di scarico e carico impermeabilizzate, che permettono la gestione di questi in piena sicurezza ambientale.

Il deposito del gasolio per l'alimentazione del gruppo elettrogeno avviene all'interno di un serbatoio di capacità pari a circa 21 m³ (V12), contenuto in vasca di contenimento di cemento in calcestruzzo interrata di circa 112 m³ e ubicato in adiacenza ad una piazzola di carico e scarico dotata di pavimentazione in



calcestruzzo. La vasca di cemento è dimensionata in modo da consentire agli operatori un ingresso agevole per ispezionare il serbatoio e verificarne eventuali perdite. Le linee di collegamento del serbatoio al gruppo elettrogeno sono interrate e con tubo di protezione.

In centrale è inoltre presente una piazzola, denominata area P1, dove vengono stoccati i fusti di:

- olio minerale utilizzato per gli attuatori delle valvole e per la lubrificazione del gruppo elettrogeno;
- gasolio per la motopompa antincendio.

Tale piazzola, di superficie pari a circa 50 m², è realizzata in cemento ed è provvista di tettoia e di vasca di contenimento impermeabile, di volumetria pari a circa 9 m³, realizzata tramite cordoli laterali. L'area è collegata alla rete delle acque reflue industriali mediante una linea dotata di valvola di intercettazione normalmente chiusa: in caso di sversamento di olio è previsto il recupero dal bacino di contenimento mentre per la pulizia finale della piazzola è prevista l'apertura della valvola.

SISTEMA DI PRODUZIONE E DISTRIBUZIONE ARIA

Sono installati in apposito locale n. 3 compressori, dotati di relativo essiccatore e accumulo, di cui 1 (K-10) per la produzione di aria compressa per i servizi e i restanti 2 (K-5A e K-5B) per la produzione aria attuatori e strumenti. Tutti e tre hanno una potenza elettrica installata pari a 18 kW ciascuno.

Dal serbatoio di accumulo da 500 litri del compressore per i servizi parte una rete di distribuzione aria, con prese di utilizzazione in prossimità dei filtri gas, dei turbocompressori, del gruppo elettrogeno, del locale caldaie e dell'officina meccanica.

L'aria di alimentazione per gli attuatori delle valvole motorizzate e per gli strumenti come detto è fornita da apposito sistema centralizzato costituito da 2 compressori, di cui uno funzionale e uno di riserva, di adeguata portata e con pressione di mandata di 14 bar. Il dew point dell'aria alla pressione di 14 bar sarà di -20 °C. L'aria compressa, opportunamente filtrata e raffreddata da refrigeranti acqua-aria, viene disidratata da due essiccatori del tipo a rigenerazione automatica (anch'essi un in esercizio e uno di riserva). L'acqua separata dall'aria è raccolta in pozzetto a tenuta. Ogni essiccatore è costituito da due serbatoi, uno dei quali in esercizio e il secondo in rigenerazione. Il ciclo rigenerativo avviene in un tempo prefissato.

Il sistema è completo di quadro controllo locale, con sequenze di avviamento/arresto compressore ed è ubicato in apposito fabbricato in muratura.

L'alimentazione del quadro di controllo è derivata dal quadro di continuità di centrale, ed è assicurato il ri-avviamento automatico dell'impianto al ritorno di energia elettrica.

L'aria filtrata ed essiccata in uscita dal sistema è inviata in un serbatoio di accumulo, dimensionato per garantire, con il sistema di aria fermo, il funzionamento degli strumenti per 30 minuti. Dal serbatoio di accumulo, l'aria compressa verrà ridotta a circa 8-10 bar e quindi sarà inviata ai diversi attuatori mediante la rete di distribuzione. La stessa rete di distribuzione viene utilizzata per la distribuzione dell'aria strumenti ed alimenta il laboratorio ELE/SMI nel fabbricato principale.

SISTEMA DI CLIMATIZZAZIONE

Il sistema di climatizzazione presso la centrale di Minerbio prevede diversi assetti di funzionamento a seconda dei locali e delle zone asservite.

Per il magazzino/officina è previsto il solo riscaldamento in regime invernale con n. 17 aerotermini (130 W/cad.) a loro volta alimentati con una linea derivata dall'accumulo stratificato che riceve acqua ad alta temperatura (70 °C) da uno scambiatore di calore servito dalla caldaia B3. L'accensione e lo spegnimento degli aerotermini è attuata dal quadro locale magazzino e la ventilazione è asservita a tre termostati di zona ubicati in modo da poter riscaldare a temperatura di confort la sola porzione di magazzino interessata dalla presenza del personale.

Anche per i servizi igienici degli uffici è previsto il solo riscaldamento tramite termoarredi alimentati con acqua calda proveniente dalla parte ad alta temperatura (70 °C) dell'accumulo stratificato tramite pompe gestite con orologio ubicate nel locale HVAC del fabbricato.

**RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICA**

La termoregolazione ambiente avviene con valvole termostatiche installate a bordo dei termoarredi con sonda separata per consentire una lettura corretta della temperatura ambiente a prescindere dalla posizione della valvola d'intercettazione rispetto al termoarredo.

L'estrazione dell'aria viziata presente nei servizi è affidata a un recuperatore di calore anch'esso gestito tramite orologio, che durante le ore lavorative assicura l'immissione di aria pulita pretrattata negli ambienti presidiati e l'estrazione di aria viziata dagli ambienti di servizio.

Negli uffici, nei locali teleletture, protezione elettrica e nei locali accessori è prevista la climatizzazione degli ambienti con ventilconvettori due tubi a pavimento alimentati dalla pompa di calore geotermica. In regime estivo la pompa di calore geotermica alimenta un accumulo inerziale di acqua refrigerata della capacità di 1000 litri, che a sua volta alimenta il collettore nel locale HVAC del fabbricato uffici da cui vengono alimentati i ventilconvettori; ad eventuale integrazione per la copertura dei carichi di punta, oppure in caso di guasto o interruzione del servizio da parte della pompa di calore geotermica, al serbatoio inerziale di acqua refrigerata è stato collegato in parallelo un gruppo frigorifero aria/acqua. La gestione delle temperature di esercizio e quindi del funzionamento sia della pompa di calore geotermica sia delle pompe di circolazione ed in fine anche del gruppo frigorifero in regime ausiliario e di soccorso è affidata al sistema di termoregolazione che oltre a gestire i consensi di avviamento dei dispositivi controlla con rilievi di temperatura di mandata e di ritorno, nonché quella del serbatoio inerziale, il funzionamento del sistema.

La commutazione estate/inverno della pompa di calore geotermica e il cambiamento di serbatoio di accumulo inerziale alimentato è un processo che viene avviato tramite un comando manuale presente nel quadro HVAC ma che viene gestito interamente in modo automatico dal sistema di termoregolazione.

In regime di funzionamento invernale la pompa di calore alimenta l'accumulo stratificato nella sezione bassa temperatura (45 °C) e a sua volta da questo l'acqua calda viene inviata ai ventilconvettori con pompe inverter comandate asservite a un orologio. I ventilconvettori equipaggiati con valvola a due vie a bordo e con termoregolazione autonoma consentono all'utenza la gestione puntuale delle condizioni climatiche di tutti gli ambienti.

La termoregolazione a bordo gestisce la valvola a due vie e se impostata automaticamente gestisce anche la ventilazione in funzione della temperatura impostata.

Sempre la termoregolazione di bordo è in grado di commutare automaticamente da regime invernale a regime estivo e gestire il funzionamento in regime estivo dei ventilconvettori.

L'alimentazione elettrica dei ventilconvettori è asservita a un orologio al fine di consentire lo spegnimento in regime notturno ed evitare sprechi energetici.

La ventilazione primaria è assicurata da recuperatore entalpico che introduce negli ambienti presidiati aria esterna pretrattata ed estrae aria viziata dagli ambienti di servizio; il recuperatore è alimentato tramite orologio per garantire la ventilazione per tutta la durata di occupazione e utilizzo degli uffici.

La sala quadri, la sala controllo e il locale security sono climatizzati con i ventilconvettori in regime di funzionamento estivo (alimentati anch'essi dalla pompa di calore geotermica) e vengono climatizzati in funzionamento invernale con un impianto VRF con una unità inverter esterna e le unità a cassetta a soffitto interne.

I ventilconvettori equipaggiati con valvola a due vie a bordo e con termoregolazione autonoma consentono all'utenza la gestione puntuale delle condizioni climatiche di tutti gli ambienti.

In regime di funzionamento invernale i ventilconvettori non vengono utilizzati perché gli ambienti (in particolare la sala quadri) richiedono comunque di essere raffreddati.

In ognuna delle tre sale è presente un pannello a parete di comando che gestisce in parallelo tutte le unità presenti; sul pannello è possibile impostare orari e temperature di funzionamento ed eventualmente la modalità di funzionamento desiderata.



23/00655

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICA

Rev. 00

Data: 30/06/2023

Pag. 24/82

GRUPPO ELETTROGENO

È presente un gruppo elettrogeno di emergenza della COELMO, del tipo PDT412W2 con motore Perkins, con alimentazione a gasolio e potenza termica di 2.960 kWt ed elettrica di 935 kWe, installato in un locale insonorizzato e testato ogni mese per le normali prove di funzionamento a vuoto e a pieno carico. Durante le attività di prova viene prodotta energia elettrica che viene immessa nella rete dello stabilimento.

IMPIANTO ANTINCENDIO

Il sistema antincendio è caratterizzato da una motopompa alimentata a gasolio del GRUPPO ATURIA, modello VABX 80L/5, con una potenza termica pari a 212 kWt, e da due elettropompe (45 kW la prima e 15 kW l'altra) che mantengono in pressione l'impianto costituito da idranti omogeneamente distribuiti sull'intero sito a protezione di incendi che possono scaturirsi sia all'interno che all'esterno dello stabilimento.

Come per il gruppo elettrogeno, l'impianto antincendio viene provato ogni mese per le prove a pieno carico; nello specifico si è considerata mezz'ora al mese per la pompa a diesel e un'ora per l'elettropompa.

SISTEMA DI APPROVIGGIONAMENTO DELLE ACQUE

Il processo di compressione del gas non richiede l'utilizzo di acqua. La centrale utilizza le seguenti tipologie di acque:

- acqua dall'acquedotto nazionale per gli usi igienico-sanitari;
- acque da un pozzo per il reintegro della vasca antincendio per prove di funzionamento circuito e ad uso irriguo.

SISTEMA DI PROTEZIONE CATODICA

L'infrastruttura del gasdotto, costituita oltre che dalle tubazioni anche da serbatoi, impianti e altri elementi metallici, al fine di contrastare il fenomeno della corrosione naturale dovuta ai fenomeni atmosferici, viene preventivamente protetta grazie ad una tecnica elettrochimica secondo la quale si imprime una bassa corrente a protezione dei materiali.

SISTEMA DI ALIMENTAZIONE E DISTRIBUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA

Il sito è alimentato dalla rete nazionale tramite una linea elettrica in Media Tensione (MT) che fa capo ad una cabina che contiene un quadro MT dal quale sono derivati due trasformatori MT/BT di tipo a resina per il sistema di distribuzione, uno dei quali di riserva.

Di seguito si riporta un elenco degli impianti che fanno parte dei **servizi ausiliari e generali**:

Area funzionale	Uso energetico	Impianti	Modalità ed orari di funzionamento
Servizi Ausiliari	Preriscaldamento	<ul style="list-style-type: none">- Caldaia B-1 Pth,f 448 kW- Caldaia B-2 Pth,f 448 Kw- N. 2 riscaldatori elettrici fuel gas TC (Pe 55 kW/cad.)	Per le caldaie in base alla richiesta di modulazione per il preriscaldamento fuel gas/In base alle ore di funzionamento in marcia delle TC per quanto riguarda i riscaldatori
Servizi Ausiliari	Recupero gas	N. 1 elettrocompressore MK-1 e relativi ausiliari – Ptot. 266 kW	In base alle esigenze operative
Servizi Ausiliari	Aria compressa	N. 3 compressori per produzione aria servizi e strumenti – Pe 18 kW/cad.	In base alle esigenze operative di centrale



23/00655

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICA

Rev. 00

Data: 30/06/2023

Pag. 25/82

Area funzionale	Uso energetico	Impianti	Modalità ed orari di funzionamento
Servizi generali	Climatizzazione	<p>N. 9 pompe centrale termica – Ptot. 24,25 kW N. 8 pompe locale fluidi – Ptot. 5,28 kW</p> <p>N. 17 aerotermini officina magazzino – Ptot. 2,21 kW</p> <p>N. 2 gruppi frigo sala quadri, sala controllo, sala SIS – Ptot. 30,3 kW N. 1 pompa di calore geotermica – Ptot. 57 kW N. 1 modulo idronico per pompa geotermica – Ptot. 5,1 kW N. 1 gruppo frigo ausiliario geotermico - Ptot. 57 kW N. 6 pompe di ricircolo geotermico – Ptot. 7,3 kW</p> <p>N. 21 fan coils a terra palazzina uffici – Ptot. 1,68 kW N. 11 fan coils a terra sala quadri e sala controllo – Ptot. 0,88 kW N. 9 fan coils a soffitto sala quadri, sala controllo e sala SIS – Ptot. 2 kW N. 2 fan coils a terra locale PE e TELE – Ptot. 0,16 kW N. 2 condizionatori locali cems TC – Ptot. 5 kW N. 2 condizionatori sala SIS a parete – Ptot. 5 kW N. 1 condizionatori sala SIS a soffitto – Ptot. 2,5 kW N. 3 condizionatori sala analisi/cabina misura fiscale – Ptot. 10,5 kW</p>	<p>Almeno una pompa del preriscaldamento fuel è sempre accesa tutto l'anno; in autunno e inverno sono accese almeno anche una pompa della palazzina e una dei fabbricati turbina, entrambe tutto il giorno; le pompe anticondensa delle caldaie si accendono solo quando si accende la caldaia. Le pompe del locale fluidi hanno funzionamento variabile a seconda delle necessità.</p> <p>Aerotermini officina/magazzino accesi solo durante la stagione del riscaldamento.</p> <p>Sempre accesi e regolati da termostato per mantenimento temperatura; pompe di calore geotermico e relativi ausiliari in funzione solo da novembre 2022 dopo nuovo assetto di priorità per gli impianti di riscaldamento civile della palazzina.</p> <p>Fan coils uffici in funzione sia di inverno che in estate; fan coils sala controllo e sala quadri attivi solo per il condizionamento estivo; fan coils a soffitto sala quadri accesi sia di inverno che in estate; fan coils a terra locale PE e TELE accesi solo d'estate; tutti i condizionatori sono sempre accesi e regolati da termostato per mantenimento temperatura ad eccezione di quelli della sala SIS accesi solo d'estate</p>
Servizi Generali	Illuminazione	<p>Illuminazione esterna: N° 105 pali luce stradali (LED) – Ptot. 8,61 kW N° 18 torri faro (LED) – Ptot. 10,8 kW</p> <p>Illuminazione interna: N° 390 LED divisi tra uffici, magazzini e locali tecnici – Ptot. 14,44 kW</p>	<p>Illuminazione esterna: accensione con crepuscolare e sempre attivi i pali luce durante l'orario notturno; stessa cosa per le torri faro ma sempre attive solo due di esse</p> <p>Illuminazione interna: in base alle necessità degli utenti e alla destinazione dei locali</p>



23/00655

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICARev. 00
Data: 30/06/2023
Pag. 26/82

Area funzionale	Uso energetico	Impianti	Modalità ed orari di funzionamento
Servizi Generali	Impianto di sicurezza	Antincendio: 1 elettropompa 45 kWe 1 elettropompa 15 kWe 1 motopompa a diesel 53 kWe Emergenza: 1 gruppo elettrogeno a diesel 935 kWe	Prove di funzionamento a vuoto e carico: 1 ora/ anno per l'elettropompa; ½ ora al mese per la motopompa 1 prova al mese da 1 h circa
Servizi Generali	Sistemi ausiliari	Sistemi IT Pe 65,4 kW (totale)	--
Servizi Generali	Parco veicolare	9 autoveicoli (3 alimentati a gasolio, 6 alimentati a benzina e di questi 3 con alimentazione doppia a metano)	--

Tabella 3-5: Censimento impianti Servizi Ausiliari e Servizi Generali

Si riportano inoltre di seguito le specifiche tecniche delle caldaie presenti:

Specifiche tecniche delle caldaie			
Denominazione	B-1	B-2	B-3
Costruttore	Riello	Riello	Riello
Potenza utile massima	427,4 kW	427,4 kW	609,6 kW
Potenza utile minima	369,4 kW	369,4 kW	553,2 kW
Portata termica massima	448 kW	448 kW	639 kW
Portata termica minima	384 kW	384 kW	575 kW
Combustibile	Gas naturale	Gas naturale	Gas naturale
Consumo gas naturale (ISO) (da calcolo teorico)	48 Sm ³ /h	48 Sm ³ /h	69 Sm ³ /h
Consumo gas naturale (ISO) (da misura durante test)	25 Sm ³ /h	25 Sm ³ /h	31 Sm ³ /h
Temperatura fumi	72°C	63°C	63°C
Portata fumi scarico	741,4 kg/h	741,4 kg/h	996,4 kg/h
Potenza elettrica	1,5 kW	1,5 kW	1,5 kW
Altezza camino	6,65 m	6,65 m	6,85 m
Sezione camino	0,109 m ²	0,109 m ²	0,125 m ²

Tabella 3-6: Specifiche tecniche caldaie esistenti

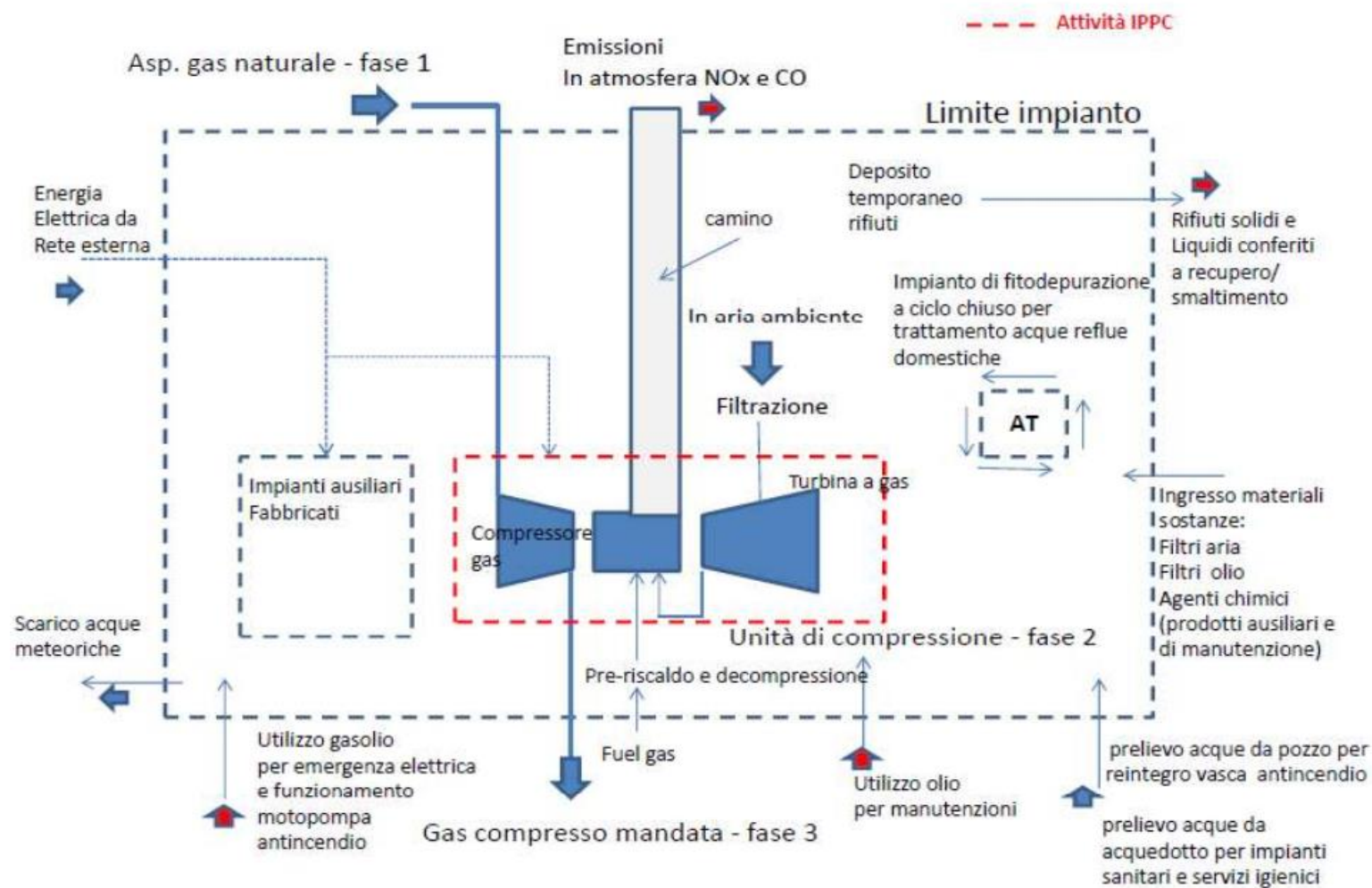


Figura 3-2: Schema di flusso



3.4 Processi e materie prime

Il consumo di energia è principalmente correlato al processo di compressione del gas naturale; si rimanda al paragrafo successivo per i dettagli sul combustibile in ingresso e sui consumi di energia elettrica.

Le potenzialità dell'impianto in virtù della complessità del ciclo produttivo sono le seguenti:

Capacità compressione dell'impianto	Sm ³ /giorno
Portata di progetto massima	60.000.000

Tabella 3-7: Capacità di compressione massima

Si riportano di seguito le materie prime utilizzate in ingresso all'impianto ovvero l'olio lubrificante minerale, l'olio sintetico e l'olio idraulico; essi vengono utilizzati per il funzionamento del cubogas MK1, dei vari TC, per il gruppo elettrogeno, oltre che per il normale carico dell'apposito serbatoio di stoccaggio.

Materie prime in ingresso	Massa [kg/anno]
Reintegri olio sintetico	0
Reintegri olio minerale	93,05
Reintegri olio idraulico	0

Tabella 3-8: Materia prima in ingresso

Nella prossima tabella si riporta il dato annuo di gas compresso ed immesso in rete. La portata di gas compresso è stata parzialmente stimata:

Gas compresso	
Unità di compressione	Portata [Sm ³ /anno]
Gas compresso	1.263.687.745

Tabella 3-9: Gas compresso annuo

Si riporta anche il dettaglio mensile di gas compresso ed immesso in rete valutato in accordo alle ore di funzionamento delle singole unità di compressione:

Gas Compresso [Sm ³ / mese]		
Mese	TC1	TC2
Gennaio	0	0
Febbraio	14.365.391	13.712.995
Marzo	54.164.572	0
Aprile	0	0
Maggio	4.645.651	1.216.268
Giugno	443.958.079	0
Luglio	0	0
Agosto	8.427.657	9.415.306
Settembre	220.840.784	268.600.328
Ottobre	82.004.923	86.154.337
Novembre	36.499.565	9.197.279
Dicembre	7.956.559	2.528.051
TOTALE	872.863.181	390.824.564

Tabella 3-10: Gas compresso - dettaglio mensile

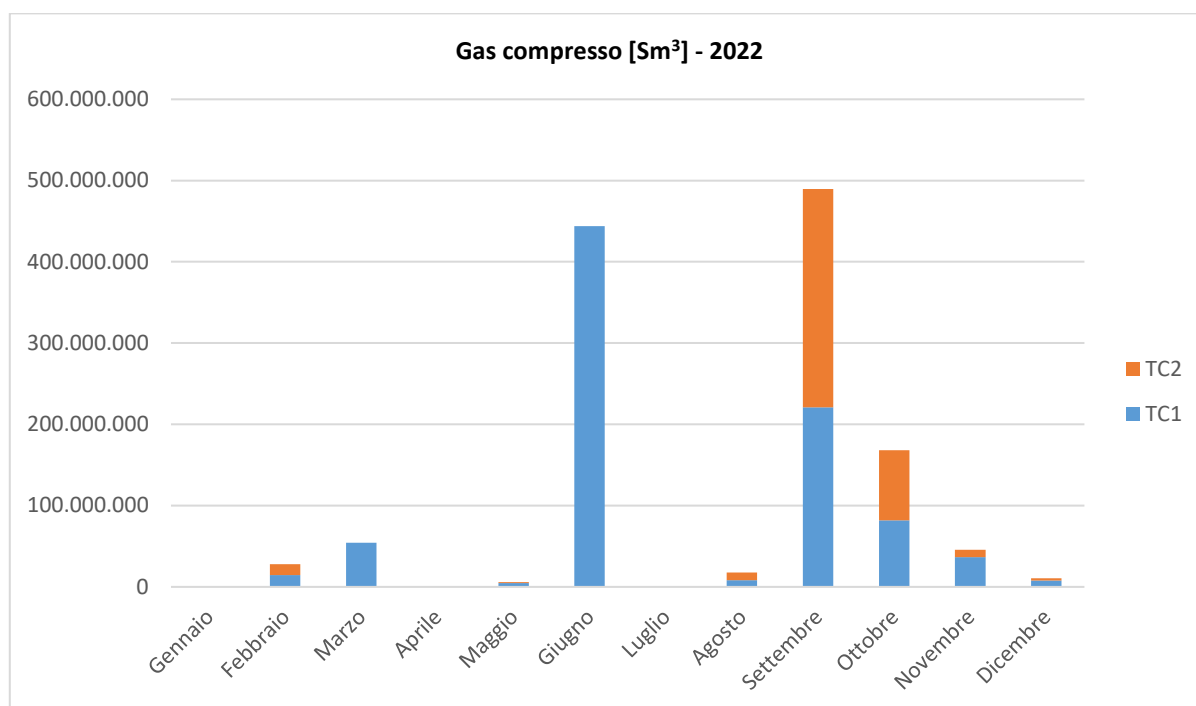


Figura 3-3: Dettaglio mensile gas compresso per TC – anno 2022

3.5 Produzione di energia

Presso la centrale, come sola fonte di produzione di energia, è installato un gruppo elettrogeno di emergenza che viene attivato periodicamente (mediamente un'ora al mese,) per effettuare le prove di funzionamento a vuoto e a carico. Il motore, dotato di una potenza elettrica nominale di 935 kW, fornisce ulteriore energia elettrica che viene direttamente immessa nella rete dello stabilimento; limitatamente all'anno 2022 sono stati prodotti 2.555 kWh.

3.6 Fabbisogni energetici e dati di attività

3.6.1 Energia primaria

Di seguito si riportano i consumi annuali dei vettori energetici utilizzati (energia elettrica, gas naturale e gasolio) espressi in forma di energia primaria, relativi all'anno 2022 e derivanti da fattura (dati effettivi), ad esclusione del consumo di gas naturale che viene prelevato direttamente dai gasdotti e misurato da contatori fiscali.

2022								
En. El. prelevata da rete		Gas Naturale		Gasolio		Benzina		TOT.
MWh	833,8	Sm ³	2.649.626,3	t	3,7	t	1,8	-
TEP	155,6	TEP	2.215,1	TEP	3,8	TEP	1,9	2.376,4
TJ	6,5	TJ	92,7	TJ	0,2	TJ	0,1	99,5
%	6,55%	%	93,21%	%	0,16%	%	0,08%	100%

Tabella 3-11: Fabbisogno di energia primaria totale

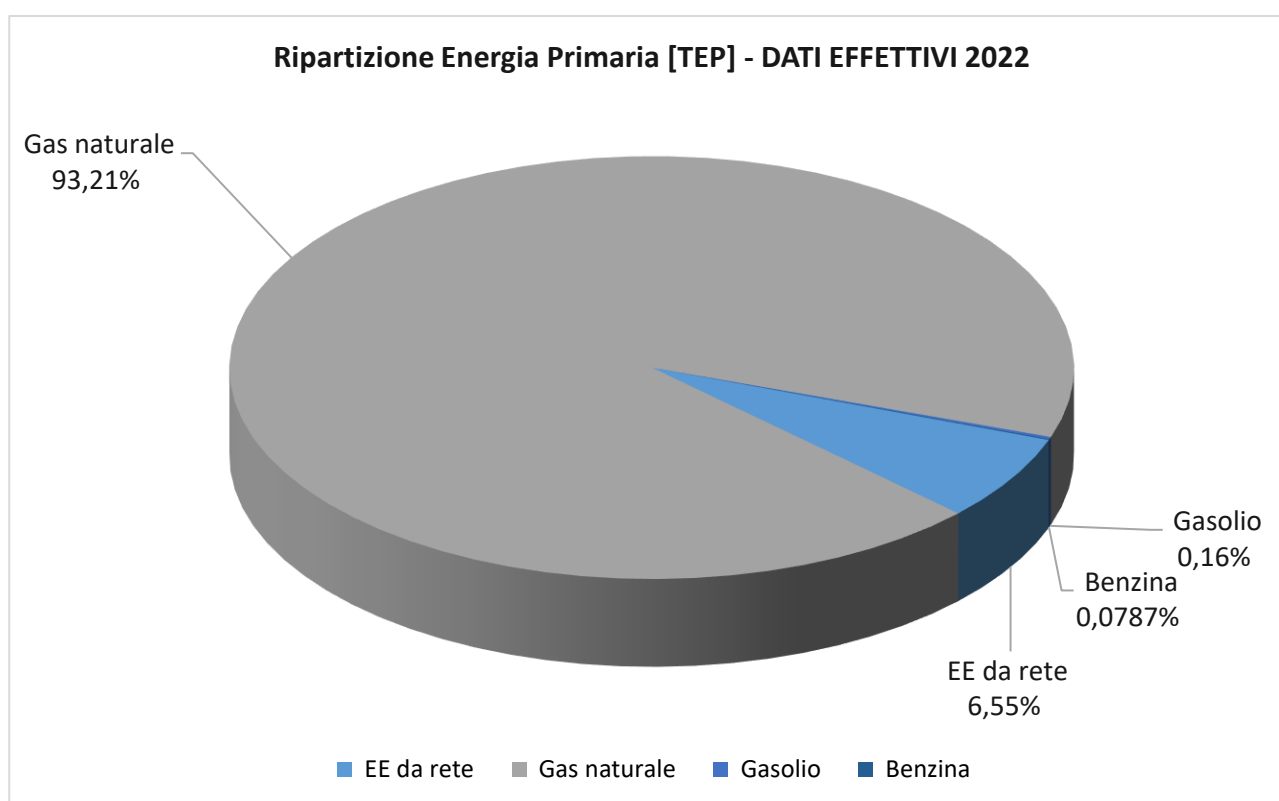


Figura 3-4: Fabbisogno di energia primaria totale

Il vettore energetico maggiormente adoperato è il gas naturale, per un utilizzo energetico pari al 93,21% del fabbisogno di energia primaria, seguito dall'energia elettrica con un contributo sul totale del 6,55%. Risultano invece trascurabili i consumi di gasolio e benzina.

L'energia primaria complessivamente approvvigionata per il 2022 è pari a 2.376,4 TEP.

3.6.2 Energia finale

Si riportano di seguito i consumi finali annuali degli stessi vettori energetici sempre relativi all'anno 2022, derivanti sia da fattura che dai contatori fiscali installati per la produzione di energia oltre che per il prelievo del gas utilizzato nello stabilimento.

Il valore riportato rappresenta l'energia consumata effettivamente nello stabilimento, sul quale verranno basati i calcoli e le stime per la rendicontazione dei consumi per usi energetici e aree funzionali. In realtà, ci si accorge facilmente che l'unico dato che varia rispetto ai valori di energia primaria è quello relativo all'energia elettrica totale, dato dalla somma dell'energia elettrica prelevata dalla rete e da quella prodotta dal gruppo elettrogeno.

2022								
En. El. totale		Gas Naturale		Gasolio		Benzina		TOT.
MWh	836,309	Sm ³	2.649.626,3	t	3,7	t	1,8	-
kWh	836.309,3	kWh	25.967.073,3	kWh	44.615,9	kWh	21.890,5	26.869.889,0
TJ	3,0	TJ	93,5	TJ	0,2	TJ	0,1	96,7
%	3,11%	%	96,64%	%	0,17%	%	0,08%	100%

Tabella 3-12: Ripartizione di energia finale totale

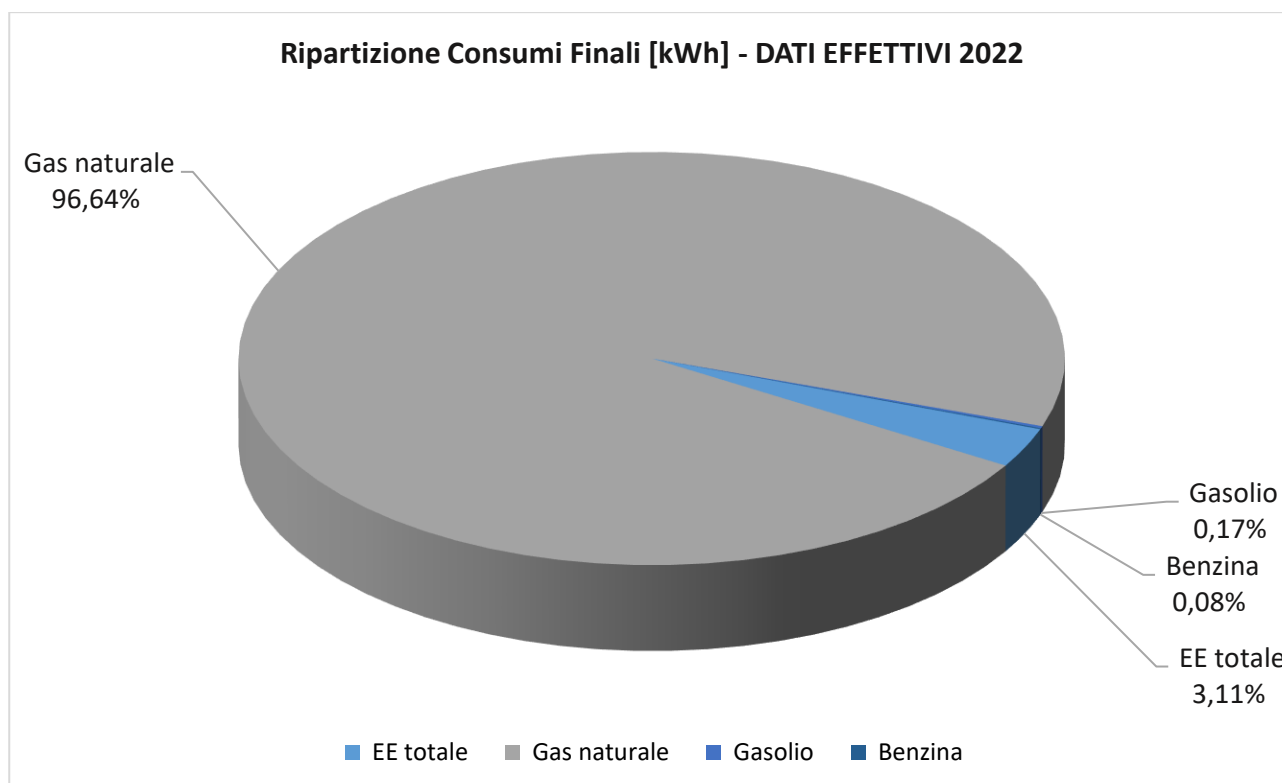


Figura 3-5: Fabbisogno di energia finale totale

L'energia effettivamente consumata nello stabilimento è prevalentemente costituita dal consumo di gas naturale per un valore pari al 96,64%, mentre l'energia elettrica utilizzata in sito è pari al 3,11% dei consumi totali. I consumi di gasolio e benzina risultano essere sempre trascurabili.

**RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICA**

Di seguito si riportano, sempre per il periodo considerato, il dettaglio mensile dei consumi di stabilimento e di produzione di energia elettrica da parte del gruppo elettrogeno. Ne risulta un totale annuo pari a 836 MWh.

Come si evince dai dati riportati sotto l'autoproduzione di energia elettrica copre solo lo 0,31% del fabbisogno totale; di conseguenza si parla di valori che non sono nemmeno apprezzabili nel relativo grafico.

La ragione è da cercarsi nel fatto che il gruppo elettrogeno viene attivato solo periodicamente per effettuare le dovute prove, in quanto ha come unico scopo quello di sopperire a mancanze di energia elettrica da rete e non quello di autoproduzione di energia per il sito durante il normale funzionamento.; in particolare, per l'anno 2022, è stato acceso per 35 ore.

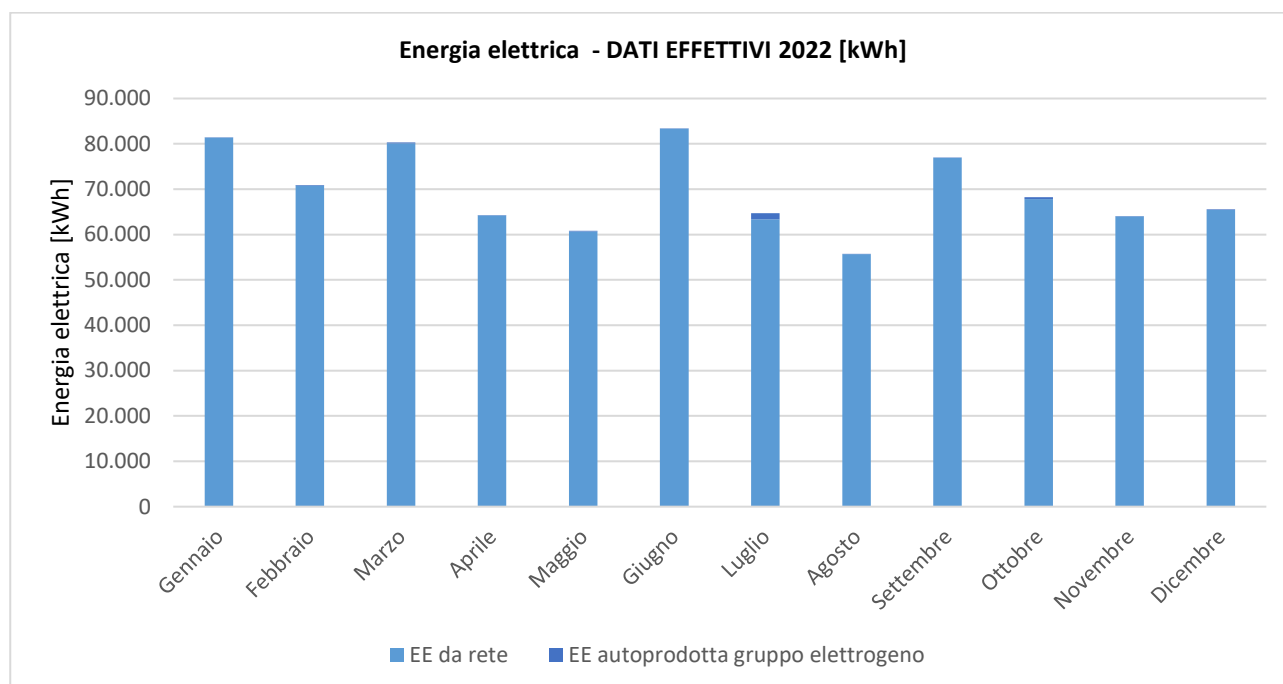


Figura 3-6: Consumo di energia elettrica - dati effettivi 2022

Energia elettrica [kWh]			
Mese	EE da rete	EE autoprodotta gruppo elettrogeno	Fabbisogno totale
Gennaio	81.387	52	81.439
Febbraio	70.785	149	70.934
Marzo	80.134	158	80.292
Aprile	64.204	16	64.220
Maggio	60.718	116	60.834
Giugno	83.338	57	83.395
Luglio	63.365	1.314	64.679
Agosto	55.674	35	55.709
Settembre	76.893	21	76.914
Ottobre	67.838	425	68.263
Novembre	64.028	53	64.081
Dicembre	65.390	159	65.549
TOTALE	833.754	2.555	836.309

Tabella 3-13: Fabbisogno di energia elettrica



23/00655

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICARev. 00
Data: 30/06/2023
Pag. 33/82

I consumi energetici di gas naturale sono imputabili principalmente all'attività di compressione, seguita dai consumi delle attività ausiliarie necessarie al preriscaldamento del fuel gas e al riscaldamento degli ambienti (uffici e cabinati).

Si riportano di seguito gli andamenti dei fabbisogni di gas naturale ripartiti per i diversi utilizzi.

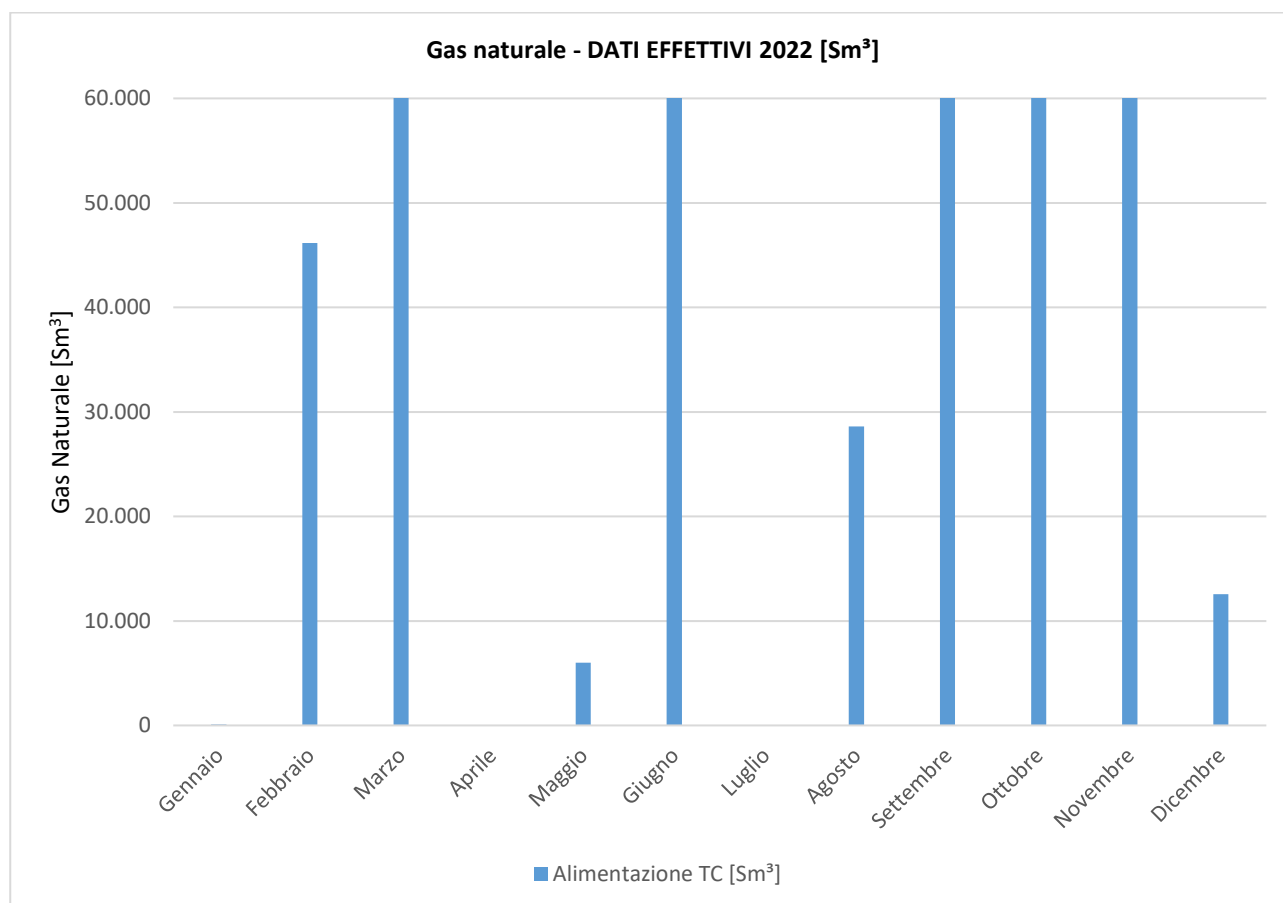


Figura 3-7: Fabbisogno di gas naturale – Alimentazione TC

Nel grafico sottostante invece viene evidenziata la ripartizione del gas naturale consumato tra i vari turbocompressori:

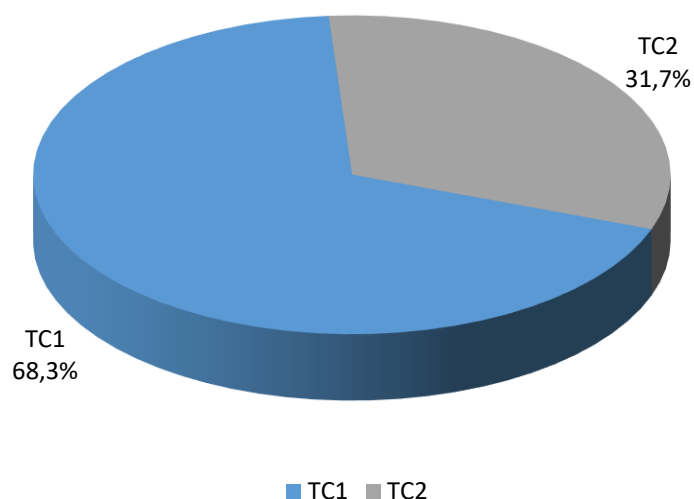
Ripartizione Gas Naturale [Sm³] - DATI EFFETTIVI 2022


Figura 3-8: Ripartizione di gas naturale tra i vari TC

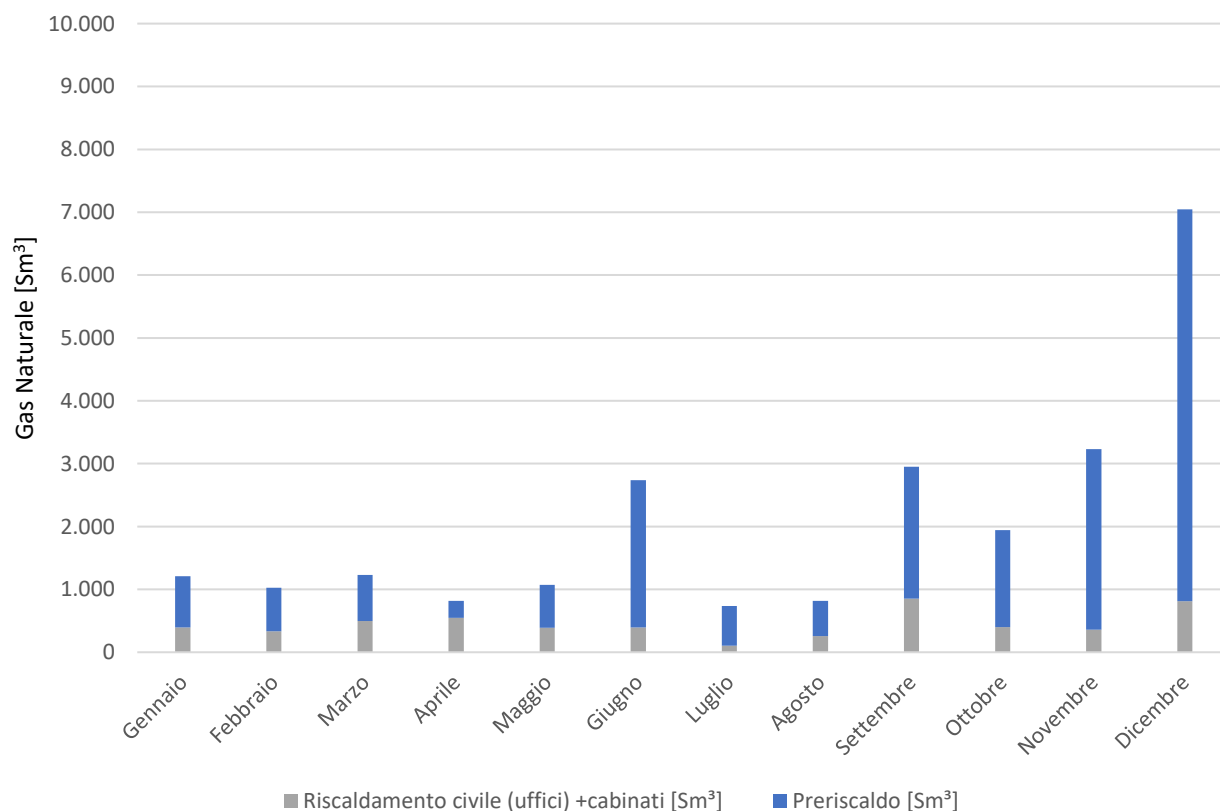
Gas naturale - DATI EFFETTIVI 2022 [Sm³]


Figura 3-9: Fabbisogno di gas naturale – Preriscaldamento e riscaldamento civile



23/00655

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICA

Rev. 00
Data: 30/06/2023
Pag. 35/82

Gas naturale [Sm ³]					
Mese	Combustibile	Preriscaldamento	Riscaldamento	Parco veicolare	Fabbisogno totale
Gennaio	105	814	395	0	1.314
Febbraio	46.149	695	332	0	47.176
Marzo	109.242	734	494	0	110.470
Aprile	46	267	549	0	862
Maggio	6.000	682	388	0	7.070
Giugno	870.225	2.339	396	0	872.960
Luglio	13	630	104	0	747
Agosto	28.601	558	258	0	29.417
Settembre	997.075	2.098	852	0	1.000.025
Ottobre	471.890	1.542	400	0	473.832
Novembre	82.823	2.872	357	0	86.052
Dicembre	12.548	6.233	813	107	19.701
TOTALE 2022 [Sm ³]	2.624.717	19.464	5.338	107	2.649.626

Tabella 3-14: Fabbisogno di gas naturale e consumi termici

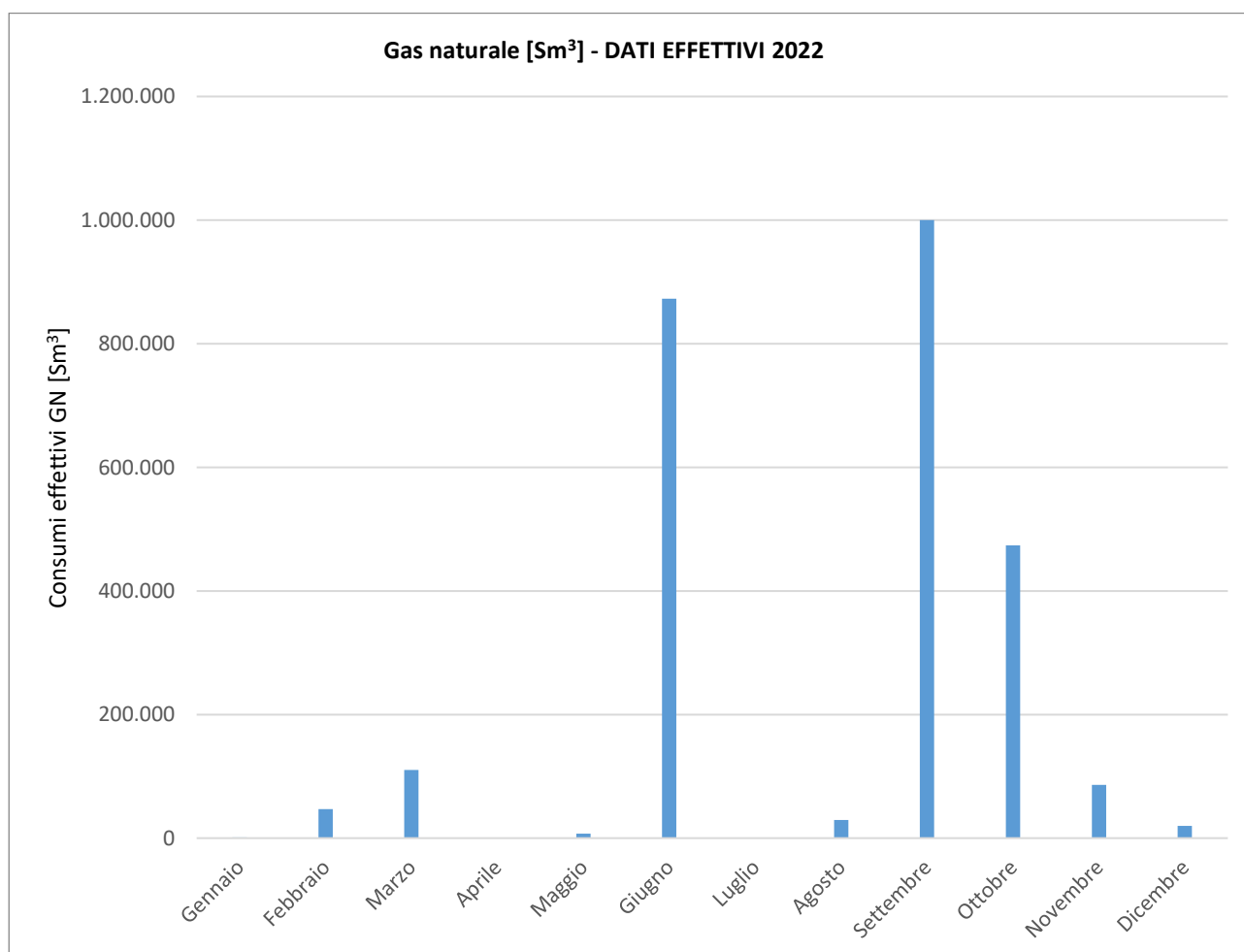


Figura 3-10: Consumi termici - dati effettivi 2022



23/00655

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICARev. 00
Data: 30/06/2023
Pag. 36/82

Si riportano infine i consumi relativi agli ultimi due vettori energetici presenti, ovvero gasolio e benzina: al primo sono associati gli utilizzi del gruppo motopompa, del gruppo elettrogeno e del parco veicolare, mentre per la benzina i consumi del parco veicolare per le auto interessate.

Gasolio				
Utilizzo	Motopompa antincendio	Gruppo elettrogeno	Parco Veicolare	Fabbisogno totale
Volume [l]	42,2	2.912,3	1.472,9	4.427,4
Quantità [t]	0,04	2,5	1,2	3,7
Energia Primaria [TEP]	0,04	2,52	1,28	3,8

Tabella 3-15: Fabbisogno di gasolio – dati effettivi 2022

Benzina		
Utilizzo	Parco Veicolare	Fabbisogno totale
Volume [l]	2.455,4	2.455,4
Quantità [t]	1,8	1,8
Energia primaria [TEP]	1,9	1,9

Tabella 3-16: Fabbisogno di benzina – dati effettivi 2022

	23/00655
RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICA	Rev. 00 Data: 30/06/2023 Pag. 37/82

4 Metodo di raccolta dati e fonti

Nell'approccio vengono considerati due tipi di dati:

- dati effettivi: dati relativi alle bollette di fornitura energetica;
- dati operativi: misure dirette, stime, calcoli utilizzati nell'ambito della definizione dell'inventario energetico e del modello.

Per l'elaborazione del modello energetico sono stati raccolti i seguenti dati e informazioni (valori aggregati con periodicità almeno annuale):

- dati generali del sito (denominazione sociale, P.IVA, ubicazione sede, numero dipendenti, fatturato, ecc.)
- consumi energetici (espressi in kWh, Sm³, TEP) per ogni vettore energetico utilizzato, e in particolare:
 - produzione distinta per macro-tipologia di prodotto ed espressa secondo la grandezza predefinita per specifico settore merceologico;
 - peso energetico comparativo tra le varie tipologie di prodotto;
- altri fattori di aggiustamento rilevanti ove applicabili:
 - fattori climatici;
 - fattori di forma: superfici, volumi;
 - fattori di esercizio: set point di temperatura, pressione, etc.
- indice prestazionale aziendale dato dal rapporto tra i consumi complessivi e l'energy driver considerato;
- organizzazione dell'attività aziendale, evidenziando le attività principali e i servizi ausiliari e i servizi generali con annesse prescrizioni (es. livelli di luminosità, condizioni di climatizzazione);
- planimetria aziendale con indicazione logistica delle varie aree funzionali (allegato 1).

I dati sono stati forniti dall'azienda Snam Rete e Gas in relazione al periodo di riferimento 2022.

I dati di attività e di consumo di taluni vettori energetici sono forniti con cadenza mensile.

	23/00655
RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICA	Rev. 00 Data: 30/06/2023 Pag. 38/82

4.1 Consumo di energia e sistemi di misura dei dati effettivi

CONSUMI ENERGETICI	
ENERGIA ELETTRICA	
Fonte	L'energia elettrica utilizzata in impianto è fornita dall'esterno attraverso il collegamento alla rete elettrica nazionale ed acquistata mediante contratto bilaterale su mercato libero. La fornitura avviene in media tensione (MT 20.000 V) mentre la potenza disponibile e impegnata è pari a 1.280 kW. POD IMPIANTO: IT001E55040444
Utilizzo	Avviamento e sistemi ausiliari per le unità di compressione, FEM (pompe, compressori), illuminazione, azionamenti elettrici, aria compressa, condizionamento (gruppi frigo e pompe di calore) e utenze uffici.
GAS NATURALE	
Fonte	Il gas utilizzato come combustibile per l'attività principale e i servizi ausiliari di centrale è prelevato dalla rete di trasporto. Il gas utilizzato come carburante degli automezzi è invece approvvigionato presso le stazioni di servizio.
Utilizzo	Combustibile per turbocompressori, per le caldaie di preriscaldamento del fuel gas, per il riscaldamento degli ambienti e come carburante del parco veicolare.
GASOLIO	
Fonte	Il gasolio utilizzato in impianto è acquistato dall'esterno tramite un contratto di approvvigionamento ed è trasportato con autobotte per essere poi stoccato nei serbatoi dedicati. Gli automezzi si riforniscono alla stazione di servizio.
Utilizzo	Azionamento della motopompa, del gruppo elettrogeno e carburante per parco veicolare.
Fonte	Gli automezzi si riforniscono alla stazione di servizio.
BENZINA	
Fonte	Gli automezzi alimentati a benzina si riforniscono alla stazione di servizio.
Utilizzo	Carburante per parco veicolare.
Fonte	Gli automezzi si riforniscono alla stazione di servizio.

Tabella 4-1: Sistema di misura e di approvvigionamento dell'energia

4.1.1 Profili di carico del gas naturale

La voce più rilevante di consumo per l'intero stabilimento è l'energia termica ottenuta dal gas naturale per i turbocompressori, il cui dato viene rilevato in maniera continua grazie a contatori fiscali dedicati che ne misurano la portata. Si ritiene inoltre utile analizzare la curva di consumo delle sole turbine in quanto indicativo dell'andamento dell'intero stabilimento, considerata l'incidenza pari alla quasi totalità dei consumi energetici dell'intero sito.

Le unità di compressione funzionano secondo due modalità principali, il regime di esercizio e brevi periodi di prova. Per entrambi i regimi si riscontrano dei consumi di gas naturale, che si è deciso di considerare come un'unica voce dal momento che la quantità di gas combusto durante le prove rappresenta una quota minore. Si riportano di seguito gli andamenti mensili dei consumi dei due compressori, suddivisi tra regime di esercizio e di prova per valutare il peso di entrambi, anche se è evidente quanto le prove abbiano valori irrilevanti rispetto al totale consumato.

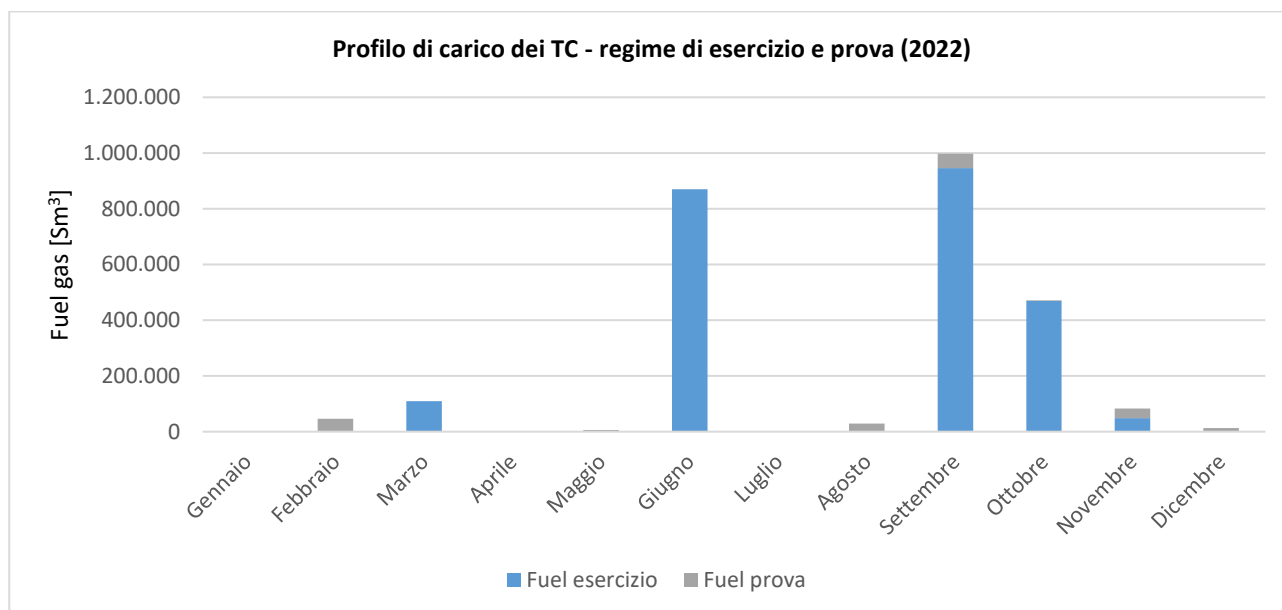


Figura 4-1: Gas naturale - Curva di carico regime esercizio vs prova

Come emerge dal grafico, il processo di compressione è discontinuo per quasi tutto l'anno in quanto legato alle esigenze della rete di trasporto del gas. In particolare, per i mesi di gennaio, aprile, maggio e luglio si è rilevato un consumo quasi nullo per entrambe le unità di compressione, sia in condizioni di esercizio che di prova; per quanto riguarda invece il mese di febbraio, il gas combustibile è stato utilizzato esclusivamente per le prove. In generale si può considerare un utilizzo quasi totalmente dovuto al regime di esercizio, fatto salvo per brevi periodi destinati alle prove, i cui consumi risultano però poco valorizzati sul grafico.

Approfondendo l'analisi emerge che il picco di consumi termici dei due TC è stato raggiunto nel mese di settembre, con un volume pari a 946.152 Sm³ utilizzato per l'esercizio delle macchine e 50.923 Sm³ per il regime di prova.

Tali variazioni devono anche essere valutate alla luce del sistema di ribilanciamento con l'avvio dal 2018 della nomina oraria su base giornaliera applicato sulla rete di trasporto. In particolare, il Regolamento (UE) N. 312/2014 e la delibera 312/2016/R/gas hanno istituito il nuovo regime di bilanciamento del gas nelle reti di trasporto che introduce l'aggiornamento orario delle nomine (rinomine) su base giornaliera, rendendo più complessa l'ottimizzazione del sistema di trasporto in termini di scelta del numero delle centrali e del numero di turbocompressori da utilizzare nelle singole centrali.

Infatti, poiché l'obiettivo del trasporto è il rispetto delle nomine definite dagli utenti a chiusura del giorno gas G, alcune variazioni dei quantitativi di gas di tali rinomine orarie, specie in alcuni momenti della giornata (es: nel corso della tarda serata o nel corso della notte), possono comportare modifiche rilevanti nell'assetto delle centrali.

Le nuove regole di settlement applicate a partire dal 2020 sono cogenti, dovendo rimanere più vincolati alle decisioni e alle tempistiche di reazione del mercato da parte degli utenti.

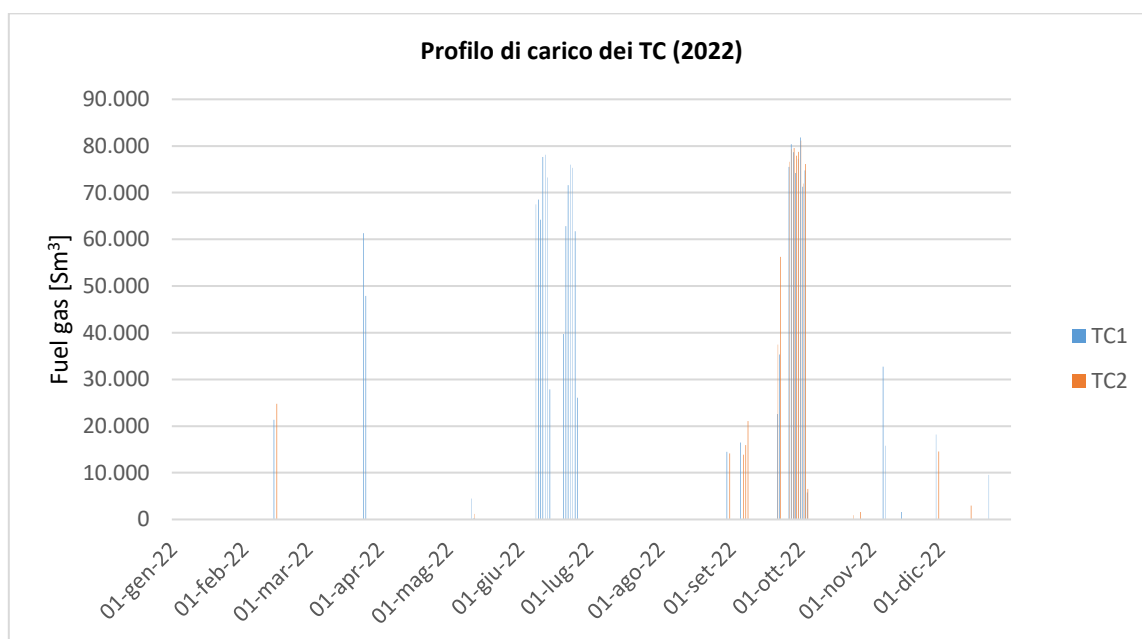


Figure 4-2: Gas naturale - Curva di carico annua

Nel grafico successivo viene analizzato il profilo di carico mensile, suddiviso per singola unità di compressione. Si evince che il consumo di gas naturale in uso per l'alimentazione dei TC è stato quasi nullo per quattro mesi dell'anno considerato, mentre nel mese di settembre l'approvvigionamento termico ha sfiorato 1.000.000 di Sm³.

Si può notare inoltre come l'unità di compressione che ha lavorato maggiormente sia stata la TC1.

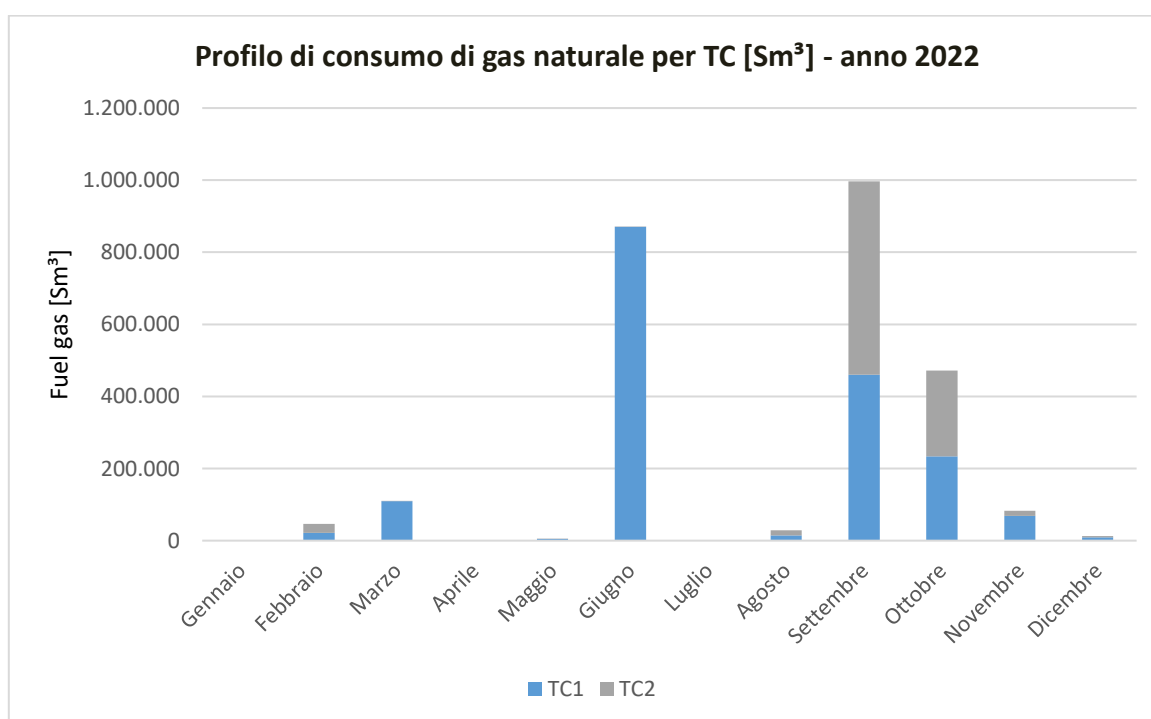


Figura 4-3: Gas naturale - Curva di carico mensile TC

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICA

Rev. 00
Data: 30/06/2023
Pag. 41/82

Non essendoci un allineamento costante lungo la curva di carico e non avendo periodi abbastanza continuativi di funzionamento delle macchine, si è deciso di approfondire a campione l'andamento giornaliero per i mesi di gennaio, in quanto si sono registrati i consumi minori dell'anno ma che comunque ha visto funzionare entrambe le unità di compressione per quasi tutti i giorni, giugno, dato che ha funzionato solo il TC1, e settembre, in quanto si è rivelato essere il mese di maggior consumo termico per le attività di compressione con picchi giornalieri di circa 150.000 Sm³ considerando entrambe le unità.

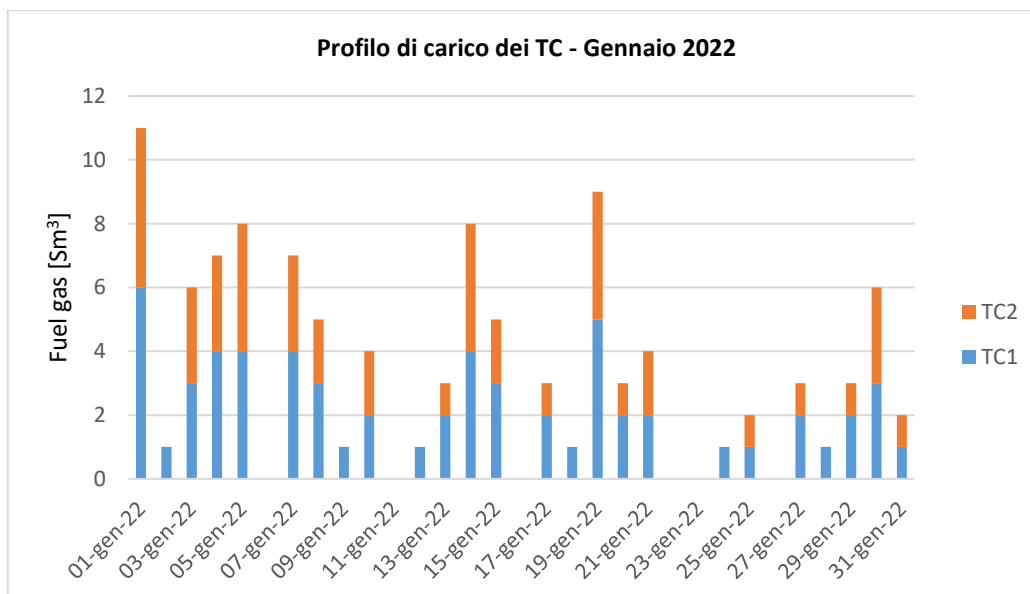


Figura 4-4: Curva di carico del GN - gennaio 2022

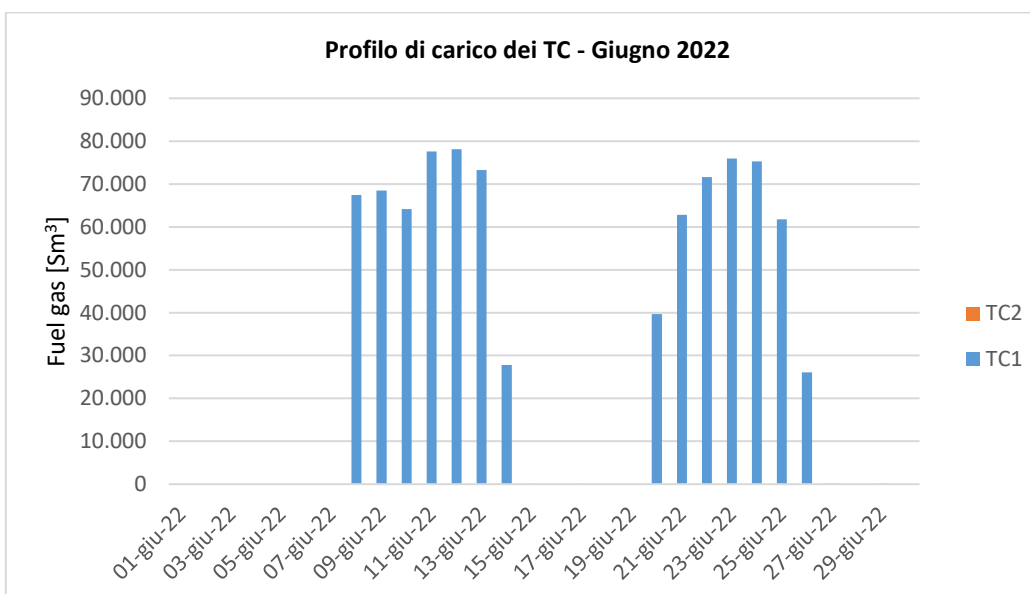


Figura 4-5: Curva di carico del GN - giugno 2022



23/00655

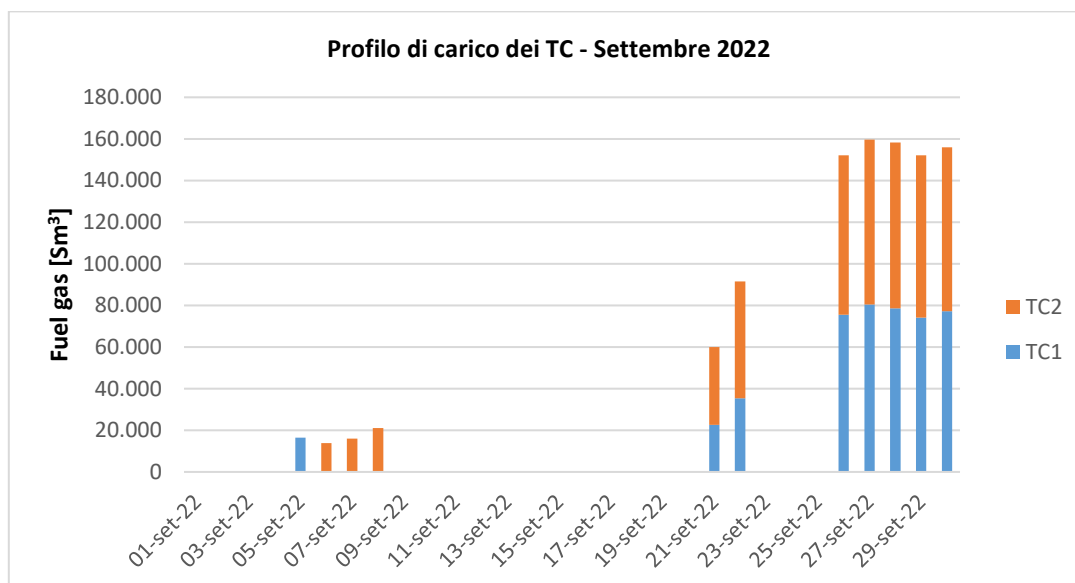
RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICARev. 00
Data: 30/06/2023
Pag. 42/82

Figura 4-6: Curva di carico del GN - settembre 2022

4.1.2 Profili di carico di energia elettrica

In linea con quanto già fatto per il gas naturale, si riporta di seguito anche il profilo di carico dell'energia elettrica ripartita per i singoli turbocompressori, al fine di tracciare un andamento e trovare una correlazione con i consumi termici visti in precedenza.

Si segnala l'impossibilità di estrapolare i dati orari di consumi elettrici legati all'attività di compressione; di conseguenza non è stato possibile mostrare l'evidenza su un particolare mese come fatto per il gas naturale. Inoltre, come verrà approfondito più avanti, si parla di dati stimati e calcolati sulla base di una campagna di misura.

Si evince comunque un andamento abbastanza allineato ai consumi di gas naturale, anche se si registrano sempre per ogni mese degli assorbimenti elettrici legati ad altre utenze ausiliarie alla compressione anche ad attività ferma.

Di seguito il profilo di carico dell'energia elettrica con dettaglio mensile:

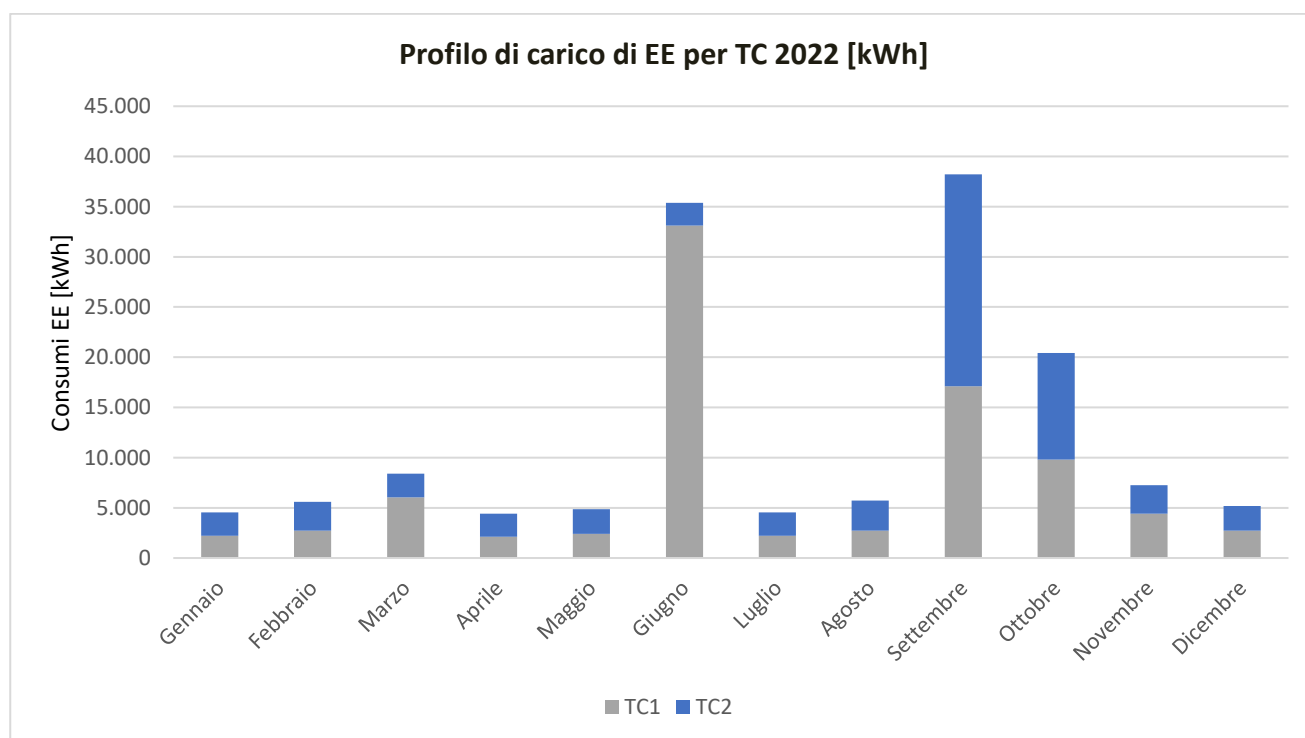


Figura 4-7: Curva di carico mensile dell'energia elettrica per singolo TC



4.2 Modalità di determinazione dei dati operativi

Relativamente alle modalità di determinazione dei consumi delle varie attività, l'azienda è organizzata come riportato nella tabella seguente in cui si differenzia tra:

- MC = misure in continuo
- MP = misure puntuali
- S = stime
- C = calcoli

Area funzionale	Attività	TIPO DI DATO EE	% dati misurati	TIPO DI DATO GN	% dati misurati	TIPO DI DATO GASOLIO	% dati misurati	TIPO DI DATO BENZINA	% dati misurati
Attività principali	Compressione	MC	0,0%	MC	100%	--	--	--	--
Servizi ausiliari	Preriscaldamento	MC	0,0%	MC	100%	--	--	--	--
	Recupero gas	C		--		--		--	
	Aria compressa servizi e strumenti	C		--		--		--	
Servizi Generali	Climatizzazione uffici e cabinati	C	0,0%	MC	100%	--	100%	--	100%
	Illuminazione	C		--		--		--	
	Sistemi ausiliari	C		--		--		--	
	Sistema di emergenza	S		--		MP		--	
	Irrigazione	C		--		--		--	
	Parco veicolare	--		MP		MP		MP	

Tabella 4-2: Fonte dei dati operativi di energia

Nel dettaglio per le modalità di misurazione delle utenze l'azienda è organizzata come segue:

UTENZE TERMICHE

Il sistema di misura delle utenze termiche è costituito da due linee di misura ultrasoniche per la contabilizzazione fiscale del gas di alimentazione dei turbocompressori ed una linea di misura con misuratore a pistoncini rotanti per la misura del gas di alimentazione delle varie utenze di centrale. Il sistema di misura permette di contabilizzare i consumi di gas naturale prelevato dai metanodotti ed effettuare la correzione alle condizioni di riferimento di temperatura e pressione.

Si segnala anche la presenza di tre dispositivi contacalorie per la misura dell'energia termica associata all'acqua calda che, in uscita dalle caldaie, viene ripartita su altrettante linee dedicate a: preriscaldamento del combustibile per i TC (caldaie B1 e B2) e riscaldamento uffici e cabinati (caldaia B3).

Gli strumenti sono tutti certificati MID, pertanto si può affermare che l'incertezza riscontrabile è inferiore allo 0,5%.

Di seguito in figura si trovano le linee di misura fiscale per le due differenti alimentazioni.



23/00655

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICARev. 00
Data: 30/06/2023
Pag. 46/82

Attività	Linea/Utenza	Marca	Modello	Matricola	Fiscale
Compressione	Linea 1 ad ultrasuoni per TC 1-2	SICK	FLAWSIC600	17338603	SI
	Linea 2 ad ultrasuoni per TC 1-2	SICK	FLAWSIC600	17338604	SI
	TC1	ELSTER	Q. SONIC	69511412	NO
	TC2	ELSTER	Q. SONIC	69511413	NO
Preriscaldamento e Climatizzazione	Caldaie B1-B2-B3	FMG	G40	R000027365	SI
	B1	WIGERSMA&SI KKEMA	UNIGAS 300	27018712	NO
	B2	WIGERSMA&SI KKEMA	UNIGAS 300	27030477	NO
	B3	WIGERSMA&SI KKEMA	UNIGAS 300	27017822	NO

Tabella 4-3: Contatori termici

UTENZE ELETTRICHE

Sono presenti dei multimetri per la misura in continuo dei consumi elettrici delle singole unità di compressione e i relativi ausiliari (motori di lancio, refrigeranti e riscaldamento olio, ventilatori cabinati, scaldiglie, aerotermi e illuminazione interna cabinato). Tuttavia, trattandosi di dati cumulativi e non registrati, ai fini della presente diagnosi i consumi elettrici delle TC sono stati calcolati sulla base di una stima del consumo specifico orario delle macchine.

È presente, inoltre, un contatore fiscale per la misura dell'energia elettrica scambiata con la rete di distribuzione nazionale, ubicato nel locale misure della cabina di consegna MT.

Si riportano di seguito i dettagli per i contatori ad uso interno e non fiscali:

Attività	Linea/Impianto	Marca	Modello	Matricola	Fiscale
Ingresso ENEL	Generale centrale	ISKRA	MT880-T1A32R56-E2-L51-M3K02-I-H01	67949001	SI
Compressione	TC1	IME	NEMO 96 HD	3643050128	NO
	TC2	IME	NEMO 96 HD	3806710006	NO
Recupero gas	CUBOGAS	IME	NEMO 96 HD	3569700052	NO
Generale BT	PC2	IME	NEMO 96 HD	3569700054	NO

Tabella 4-4: Contatori elettrici

ALTRE UTENZE

Sono inoltre presenti i consumi di gasolio dovuti all'utilizzo del parco veicolare e ai sistemi sicurezza, divisi tra il gruppo elettrogeno e la motopompa antincendio; entrambi gli impianti vengono utilizzati solo durante le prove di funzionamento e i rispettivi consumi annuali vengono registrati. I consumi del parco veicolare vengono invece rilevati dalle fatture di approvvigionamento; stessa procedura è adottata anche per i consumi associati al vettore energetico benzina e al metano per quanto concerne gli automezzi.

4.3 Variabili energetiche e fattori di aggiustamento

Gli Energy drivers considerati nelle elaborazioni dei dati sono:

- Per l'uso industriale del Gas Naturale:
 - Ore funzionamento TC;
 - Gas compresso;
 - Fuel TC;
 - GG.
- Per l'uso industriale dell'Energia Elettrica:
 - Ore funzionamento TC;
 - Gas compresso;
 - Fuel TC.

4.4 Unità di misura e valori di riferimento adottati

I dati effettivi e operativi sono forniti con unità di misura del Sistema Internazionale.

Per l'espressione dei consumi energetici di energia primaria e finale sono stati utilizzati i seguenti fattori di conversione:

Vettore	2022	u.d.m.	fonte	Note
Gas naturale	0,836*10 ⁻³	Da Sm ³ a TEP	Format di rendicontazione ENEA	Fattore di conversione in energia primaria
Gasolio per autotrazione	1,024	da t a TEP	Format di rendicontazione ENEA	Fattore di conversione in energia primaria
Benzina per autotrazione	1,023	da t a TEP	Format di rendicontazione ENEA	Fattore di conversione in energia primaria
EE BT e MT	0,187	da MWh _E a TEP	circolare MISE 18/12/2014	Fattore di conversione in energia primaria
EE Gas naturale Gasolio Benzina	0,0036	da MWh a TJ	S.I.	--
EE Gas naturale Gasolio Benzina	11.628	da kWh a TEP	IEA	--

Tabella 4-5: Fattori di conversione 2022

Per il calcolo dell'energia termica derivata dalla combustione dei diversi vettori energetici si è adottata la seguente formula, utilizzando il potere calorifico inferiore di riferimento (PCI):

$$Energia\ termica\ [kWh] = \frac{m_{fuel}[kg] * PCI_{fuel} \left[\frac{kJ}{kg} \right]}{3600 \left[\frac{kJ}{kWh} \right]}$$

Per le caratteristiche fisiche considerate si sono adottati i seguenti valori di riferimento, definiti in condizioni standard alla temperatura di 15°C e pressione pari ad 1 atmosfera (1,01325 bar):

Combustibile	Densità	u.d.m.	PCI	u.d.m.	Fonte
Gas naturale	0,799	kg/Sm ³	35,281	MJ/ Sm ³	Inventario Nazionale UNFCCC
Gasolio (generico)	0,846	kg/l	42,873	MJ/kg	Inventario Nazionale UNFCCC



23/00655

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICARev. 00
Data: 30/06/2023
Pag. 48/82

Combustibile	Densità	u.d.m.	PCI	u.d.m.	Fonte
Benzina	0,744	kg/l	43,128	MJ/kg	Inventario Nazionale UNFCCC

Tabella 4-6: Proprietà fisiche dei combustibili in condizioni di riferimento (2022)

	23/00655
RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICA	Rev. 00 Data: 30/06/2023 Pag. 49/82

5 Vettori energetici e consumi

I vettori energetici considerati per le successive elaborazioni sono i seguenti:

- Gas naturale
- Energia elettrica
- Gasolio
- Benzina

5.1 Consumi globali di energia finale (kWh)

Si rimanda al paragrafo successivo per l'analisi dei consumi per i diversi usi energetici.

5.2 Costi dell'energia

Si riportano i seguenti costi specifici per vettore ricavati dalle fatture di approvvigionamento delle materie prime per l'anno 2022:

- 0,44 €/KWh per l'energia elettrica acquistata da rete (dato ricavato dalla media delle fatture)
- 1,94 €/l per il gasolio del parco veicolare (dato ricavato dalla media delle transazioni)
- 1,91 €/l per la benzina del parco veicolare (dato ricavato dalla media delle transazioni)
- 2,52 €/kg per il gas metano del parco veicolare (dato ricavato dalla media delle transazioni)

6 Consumi energetici finali e usi energetici

Ai fini della definizione e analisi degli indicatori di prestazione energetica, si prendono in considerazione i dati relativi ai consumi finali dell'anno 2022, suddivisi per uso e vettore energetico, espressi in TEP in modo da avere l'andamento a regime di tutti gli impianti presenti in stabilimento. Per il periodo di riferimento viene calcolato il consumo energetico di tutti gli usi considerati, si analizzano sia i dati **operativi** che quelli **effettivi** derivanti dalle fatture, e si verifica che lo scostamento tra i due tipi non sia maggiore del $\pm 5\%$. Fatto questo, si calcola per ogni uso energetico il consumo medio riferito all'anno 2022.

Si sottolinea che per i consumi imputabili al parco veicolare, il dato effettivo coincide con quello operativo, in quanto sono state considerate le fatture di approvvigionamento dei vettori associati (gasolio, benzina e gas naturale), vista la difficoltà nel monitorare puntualmente i consumi e l'impossibilità di considerare la giacenza derivante dagli anni precedenti; pertanto, nelle tabelle seguenti non viene quindi calcolato il rispettivo scostamento. La stessa procedura è stata adottata per il vettore di gas naturale utilizzato come combustibile, essendo prelevato dalla stessa rete di distribuzione.

Analizzando l'uso dei singoli vettori energetici, in base a quanto già riportato nel Paragrafo 3.6, quello predominante è il gas naturale, il quale rappresenta il 93% dei consumi energetici finali dell'intero stabilimento. Il vettore energia elettrica identifica circa il 7% del fabbisogno energetico totale, mentre la parte restante è suddivisa tra gasolio e benzina che incidono per meno dell'1%.

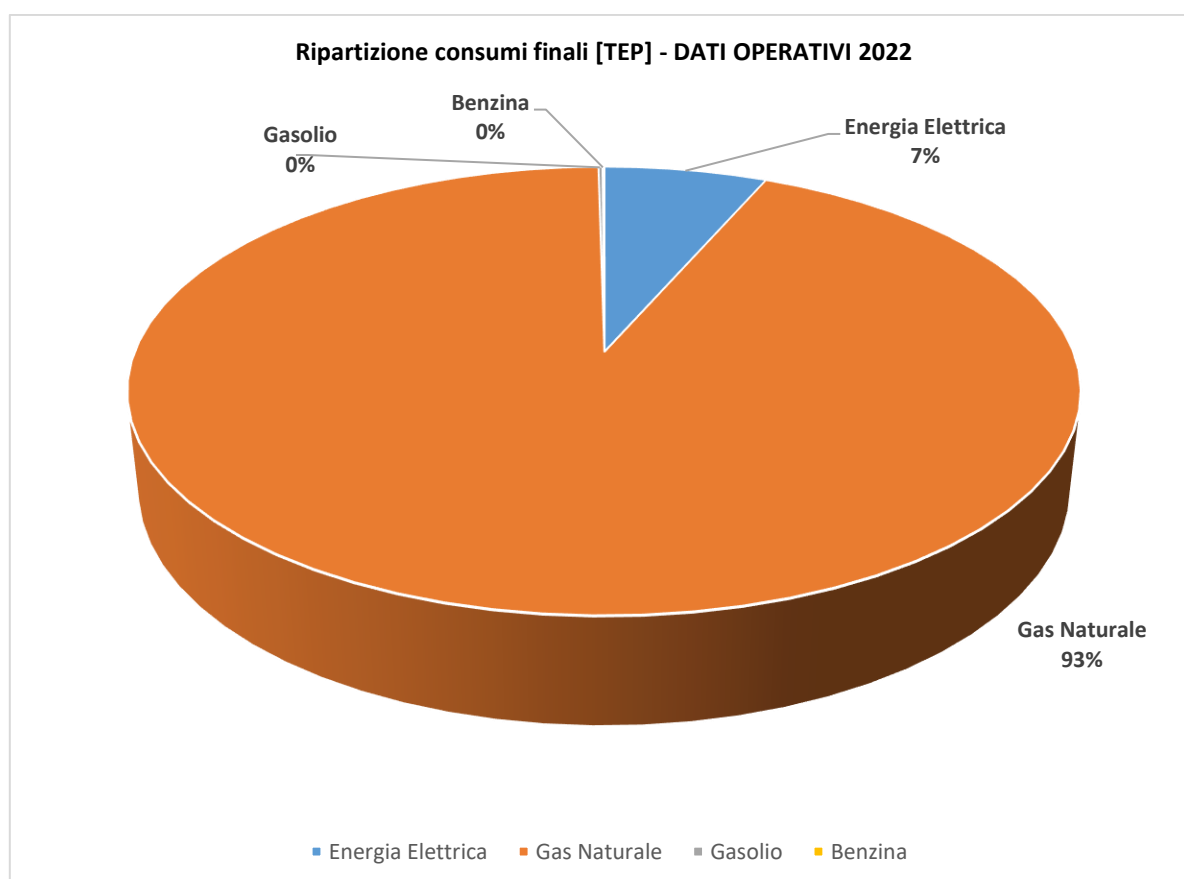


Figura 6-1: Ripartizione dei consumi finali per vettore energetico

Aumentando il livello di dettaglio ed analizzando quindi il comportamento delle singole attività, dall'analisi dei dati emerge che l'uso energetico principale è rappresentato dall'attività di **compressione**, la quale copre il 93,48% dei consumi totali dell'intero stabilimento.

	23/00655
RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICA	Rev. 00 Data: 30/06/2023 Pag. 51/82

Gli altri usi energetici maggiormente significativi sono rappresentati da:

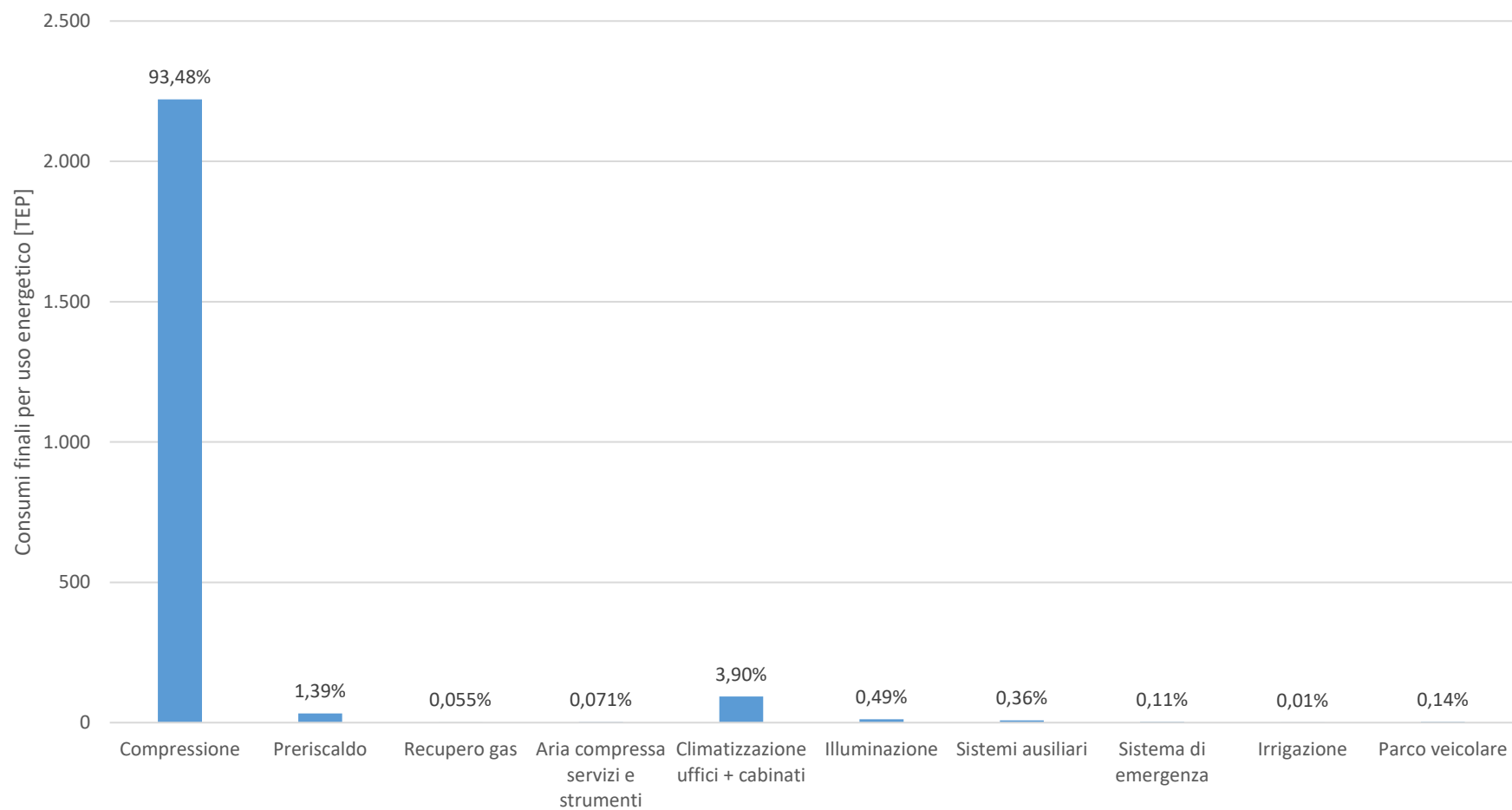
- Climatizzazione uffici e cabinati (circa il 3,90% dei consumi totali);
- Preriscaldamento (circa lo 1,39% dei consumi totali);
- Illuminazione (circa lo 0,49% dei consumi totali).

Per quanto riguarda invece gli altri usi energetici incidono tutti per meno dello 0,5%.

Nel grafico successivo viene riportata per completezza la ripartizione di tutti i consumi energetici coinvolti nello stabilimento oggetto di diagnosi. I dati sono riportati in TEP e fanno riferimento al totale consumato nell'anno di riferimento 2022 per ciascun uso.



23/00655

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICARev. 00
Data: 30/06/2023
Pag. 52/82**RIPARTIZIONE CONSUMI PER USO ENERGETICO [TEP] - DATI OPERATIVI 2022***Figura 6-2 Ripartizione dei consumi finali per uso energetico*



23/00655

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICA

Rev. 00
Data: 30/06/2023
Pag. 53/82

Anno 2022															
Tipologia	Attività	EE [kWh]	EE [TEP]	GAS NATURALE [Sm ³]	GAS NATURALE [TEP]	GASOLIO [t]	GASOLIO [TEP]	BENZINA [t]	BENZINA [TEP]	CONSUMI TOTALI [TEP]	%	% EE	% GN	% Gasolio	% Benzina
Attività Principali	Compressione	144.641,29	26,99	2.624.717,00	2.194,26	0,00	0,00	0,00	0,00	2.221,26	93,48%	17,37%	99,06%	0,00%	0,00%
Servizi Ausiliari	Preriscaldamento	90.155,71	16,82	19.464,00	16,27	0,00	0,00	0,00	0,00	33,10	1,39%	10,82%	0,73%	0,00%	0,00%
	Recupero gas	7.012,75	1,31	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,31	0,055%	0,84%	0,00%	0,00%	0,00%
	Aria compressa servizi e strumenti	8.980,00	1,68	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,68	0,071%	1,08%	0,00%	0,00%	0,00%
Servizi Generali	Climatizzazione uffici e cabinati	472.451,20	88,17	5.338,00	4,46	0,00	0,00	0,00	0,00	92,63	3,90%	56,73%	0,20%	0,00%	0,00%
	Illuminazione	62.438,71	11,65	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	11,65	0,49%	7,50%	0,00%	0,00%	0,00%
	Sistemi ausiliari	45.331,80	8,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8,46	0,36%	5,44%	0,00%	0,00%	0,00%
	Sistema di emergenza	648,00	0,12	0,00	0,00	2,50	2,56	0,00	0,00	2,68	0,11%	0,08%	0,00%	66,73%	0,00%
	Irrigazione	1.216,80	0,23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,23	0,01%	0,15%	0,00%	0,00%	0,00%
	Parco veicolare	0,00	0,00	107,26	0,09	1,25	1,28	1,83	1,87	3,24	0,14%	0,00%	0,00%	33,27%	100,00%
TOTALE OPERATIVO		832.876,27	155,43	2.649.626,26	2.215,09	3,75	3,84	1,83	1,87	2.376,22	100,0%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
TOTALE EFFETTIVI (fatture)		836.309,30		2.649.626,26		3,75		1,83		2.376,39					
Scostamento		-3.433,03		0,00		0,00		0,00		-0,16					
Errore %		-0,41%		0,00%		0,00%		0,00%		-0,01%					

Tabella 6-1: Modello energetico 2022

La tabella appena riportata fa riferimento al modello energetico ottenuto con i dati operativi per ogni vettore e uso energetico considerato. Valutando l'incidenza di ognuno sul consumo totale si osserva come solo la compressione risulti essere un uso rilevante in quanto incidente per più del 5%. Di seguito vengono invece considerate le ripartizioni dei consumi associati del singolo vettore energetico utilizzato per più usi; di conseguenza il grafico è stato ricavato per gas naturale, energia elettrica e gasolio (essendo i consumi di benzina associati al solo uso energetico 'Parco veicolare').

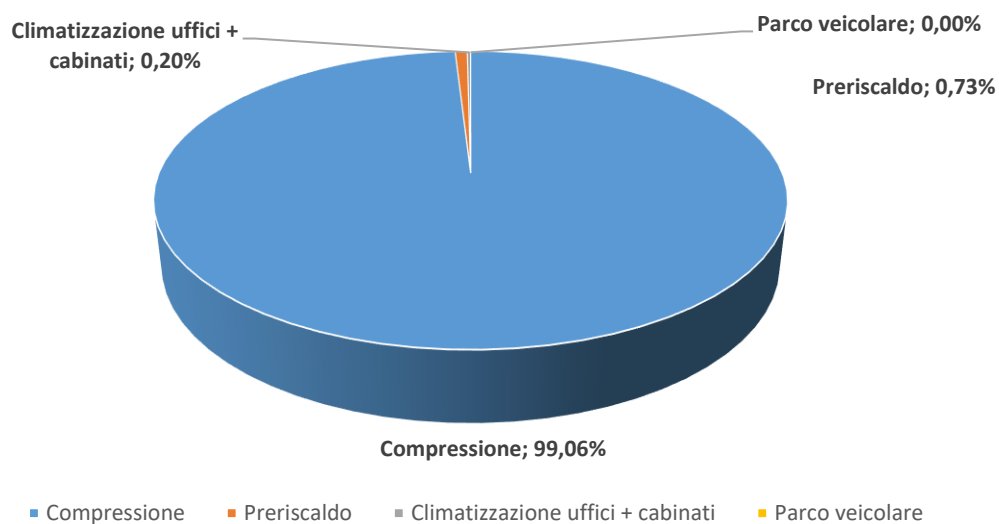
RIPARTIZIONE CONSUMI GAS NATURALE PER USO ENERGETICO - DATI OPERATIVI 2022


Figura 6-3: Ripartizione dei consumi per uso energetico – gas naturale

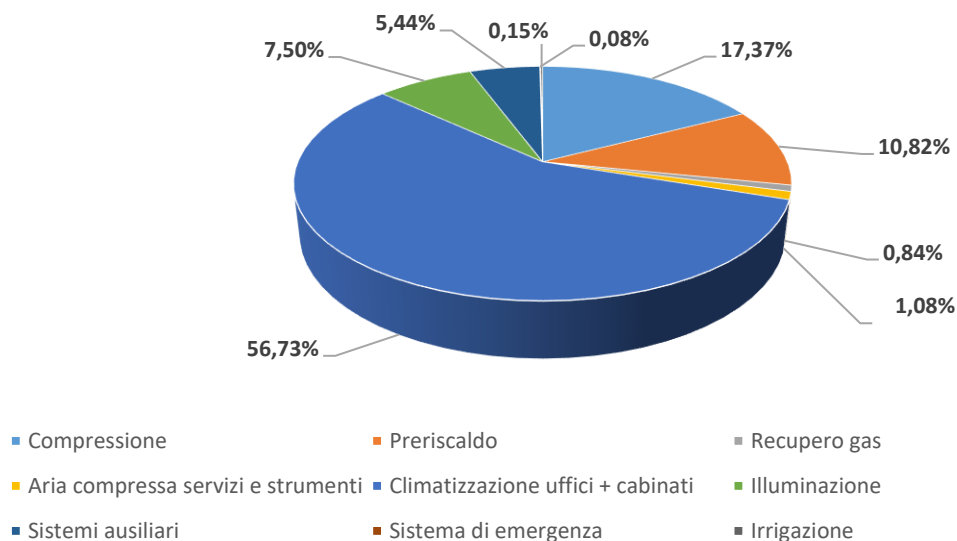
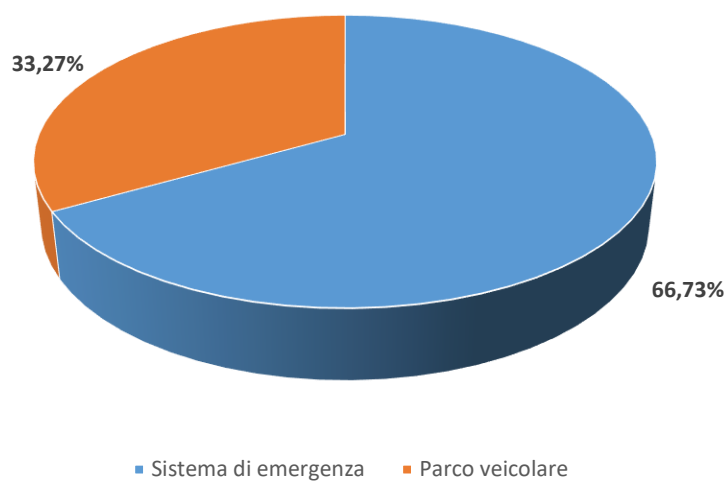
RIPARTIZIONE CONSUMI ENERGIA ELETTRICA PER USO ENERGETICO - DATI OPERATIVI 2022


Figure 6-4: Ripartizione dei consumi per uso energetico – energia elettrica



23/00655

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICARev. 00
Data: 30/06/2023
Pag. 55/82**RIPARTIZIONE CONSUMI GASOLIO PER USO ENERGETICO - DATI OPERATIVI 2022***Figure 6-5: Ripartizione dei consumi per uso energetico – gasolio*

6.1 Approfondimento sugli usi energetici

Tenendo in considerazione i soli consumi energetici, risultano **rilevanti** i seguenti usi (perché incidenti per più del 5% dei consumi totali dell'intero stabilimento):

- Vettore Gas Naturale: uso per "Compressione".

Nei grafici seguenti si rappresentano le ripartizioni per vettore degli usi energetici qualora vengano utilizzati più vettori energetici per l'espletamento delle relative attività.

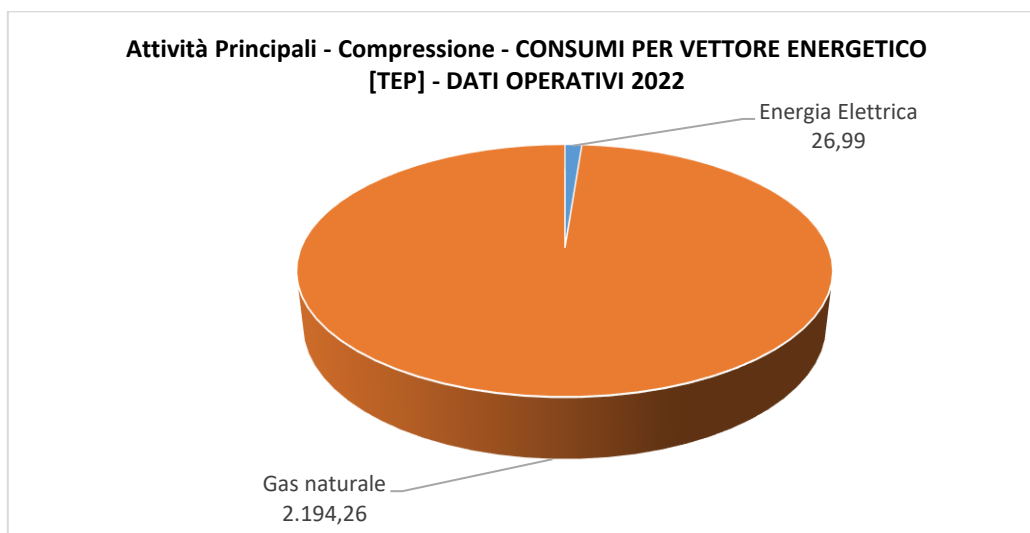


Figura 6-6: Compressione – ripartizione consumi per vettore energetico

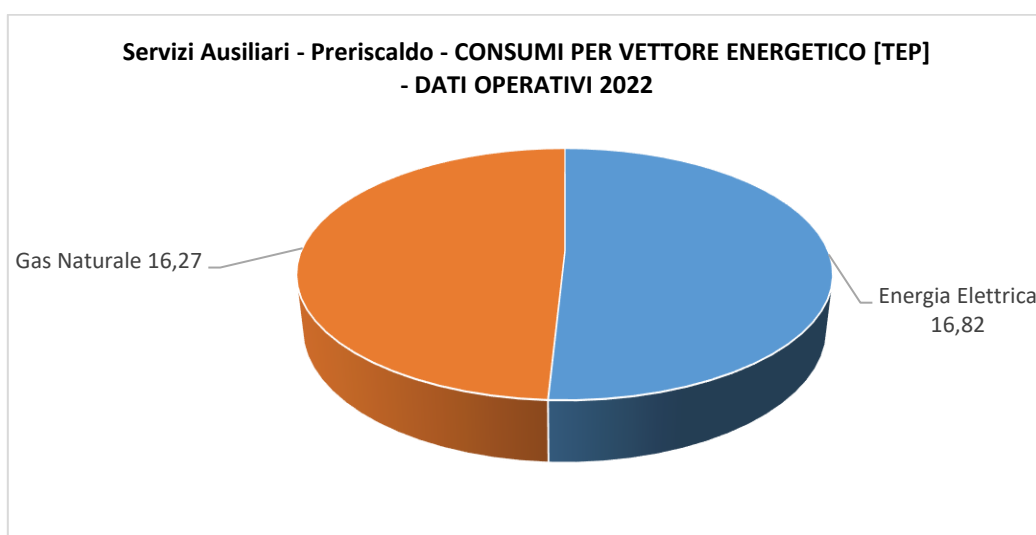
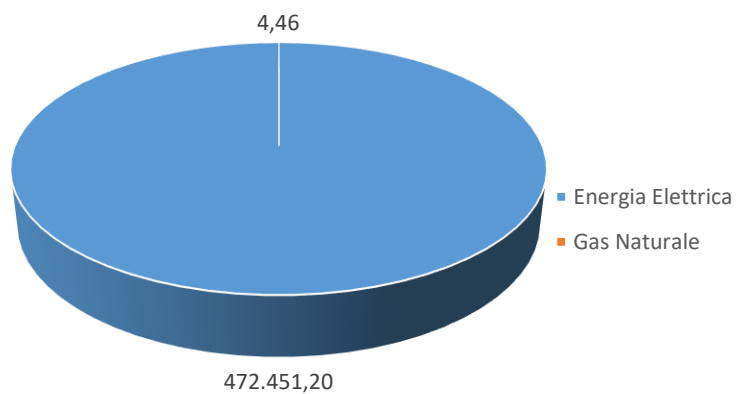
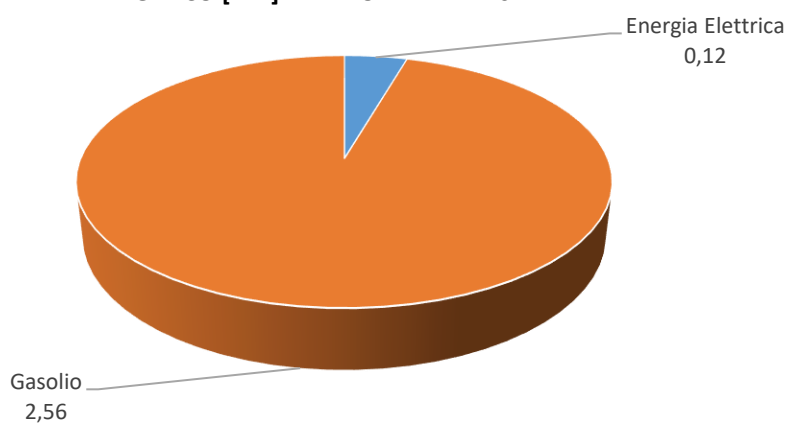
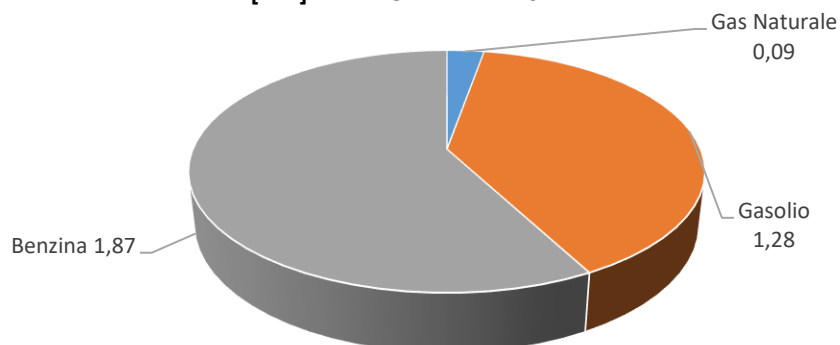


Figura 6 7: Preriscaldamento – ripartizione consumi per vettore energetico

Servizi Generali - Climatizzazione - CONSUMI PER VETTORE ENERGETICO [TEP] - DATI OPERATIVI 2022

Figure 6-8: Climatizzazione - ripartizione consumi per vettore
Servizi Generali - Sistemi di Emergenza - CONSUMI PER VETTORE ENERGETICO [TEP] - DATI OPERATIVI 2022

Figure 6-9: Sistema di emergenza - ripartizione consumi per vettore
Servizi Generali - Parco Veicolare - CONSUMI PER VETTORE ENERGETICO [TEP] - DATI OPERATIVI 2022

Figura 6-10: Parco veicolare – ripartizione dei consumi per vettore

7 Modello energetico e analisi di dettaglio

Di seguito si riporta il grafico che considera tutti i consumi degli usi energetici, ripartendoli tra Attività Principali, Servizi Ausiliari e Servizi Generali. Si osserva come l'area funzionale a maggiore consumo sia dovuta all'Attività Principale.

RIPARTIZIONE CONSUMI PER AREA FUNZIONALE [kWh] - DATI OPERATIVI 2022

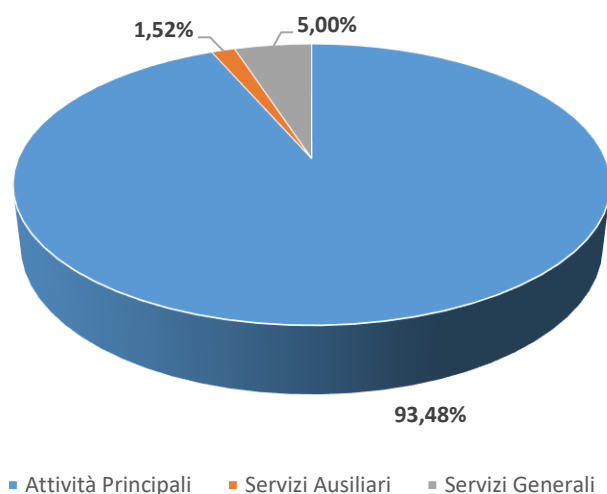


Figura 7-1: Ripartizione dei consumi finali per area funzionale

Il modello energetico viene quindi approfondito per gli usi energetici rilevanti che hanno un'incidenza superiore al 5% sul consumo totale:

- Vettore Gas Naturale:
 - Uso per "Compressione".

Per tali usi aggregati si esegue un'analisi di dettaglio mediante la costruzione di un modello energetico e la disaggregazione degli usi in:

- attività principali;
- servizi ausiliari;
- servizi generali.

Si prosegue poi con un'analisi della correlazione tra consumi e variabili energetiche.

7.1 Analisi dati operativi

I dati operativi vengono analizzati per aree funzionali considerando i diversi vettori energetici e gli usi in base alla rilevanza. Come anticipato, i consumi energetici sono imputabili quasi interamente all'attività principale di "Compressione" per il 93,69%.

Come riportato nel grafico sottostante, l'Attività Principale viene prevalentemente svolta grazie all'utilizzo di gas naturale, mentre i Servizi Generali richiedono l'utilizzo di tutti i vettori, diversamente dai Servizi Ausiliari che utilizzano solo gas naturale ed energia elettrica.

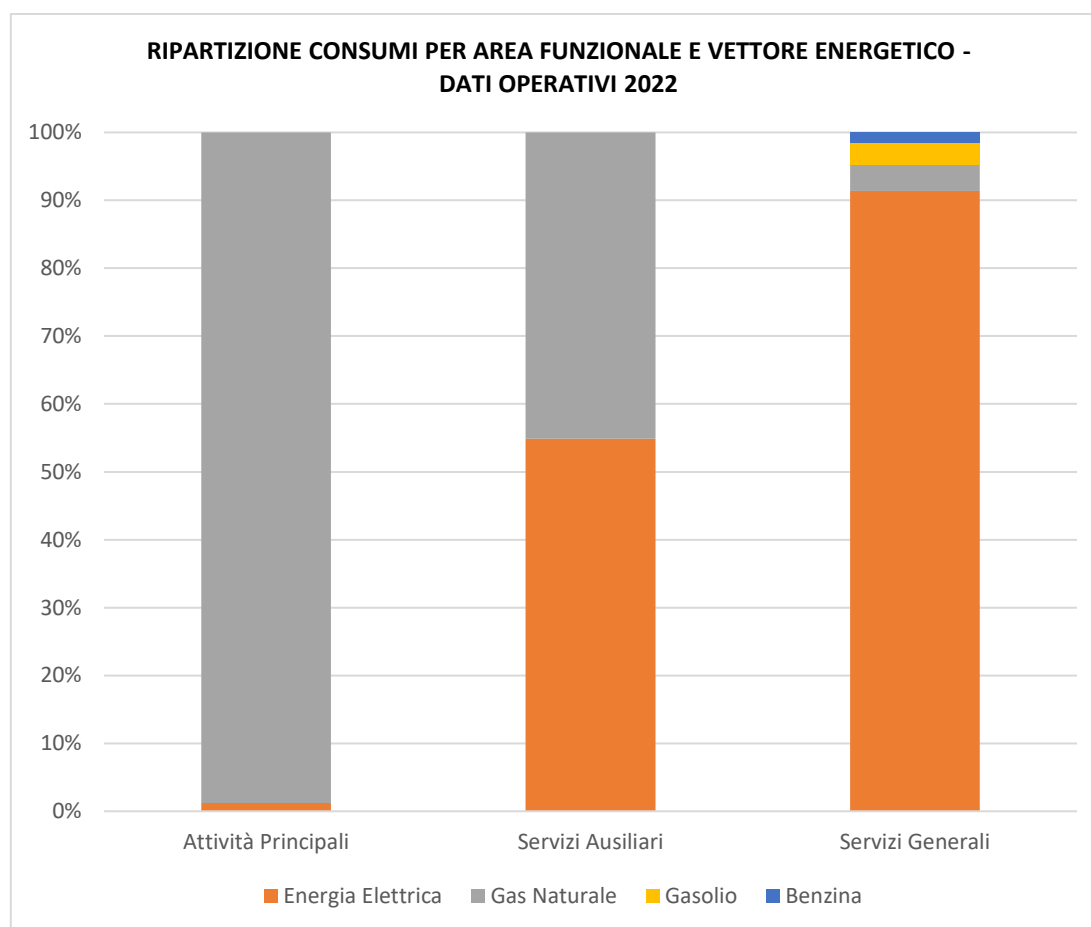


Figura 7-2: Ripartizione dei consumi per area funzionale e vettore energetico

Volendo approfondire ulteriormente il modello energetico, ed escludendo l'uso "Compressione" del quale si è discusso in precedenza, si osserva che la "Climatizzazione" è l'uso energetico più significativo fra gli usi rimasti, che consuma sia energia elettrica che gas naturale.

Successivamente si trovano i consumi elettrici e di gas naturale per l'attività di "Preriscaldamento" degli uffici e dei cabinati.

Di seguito si trova l'andamento dei consumi succitati.

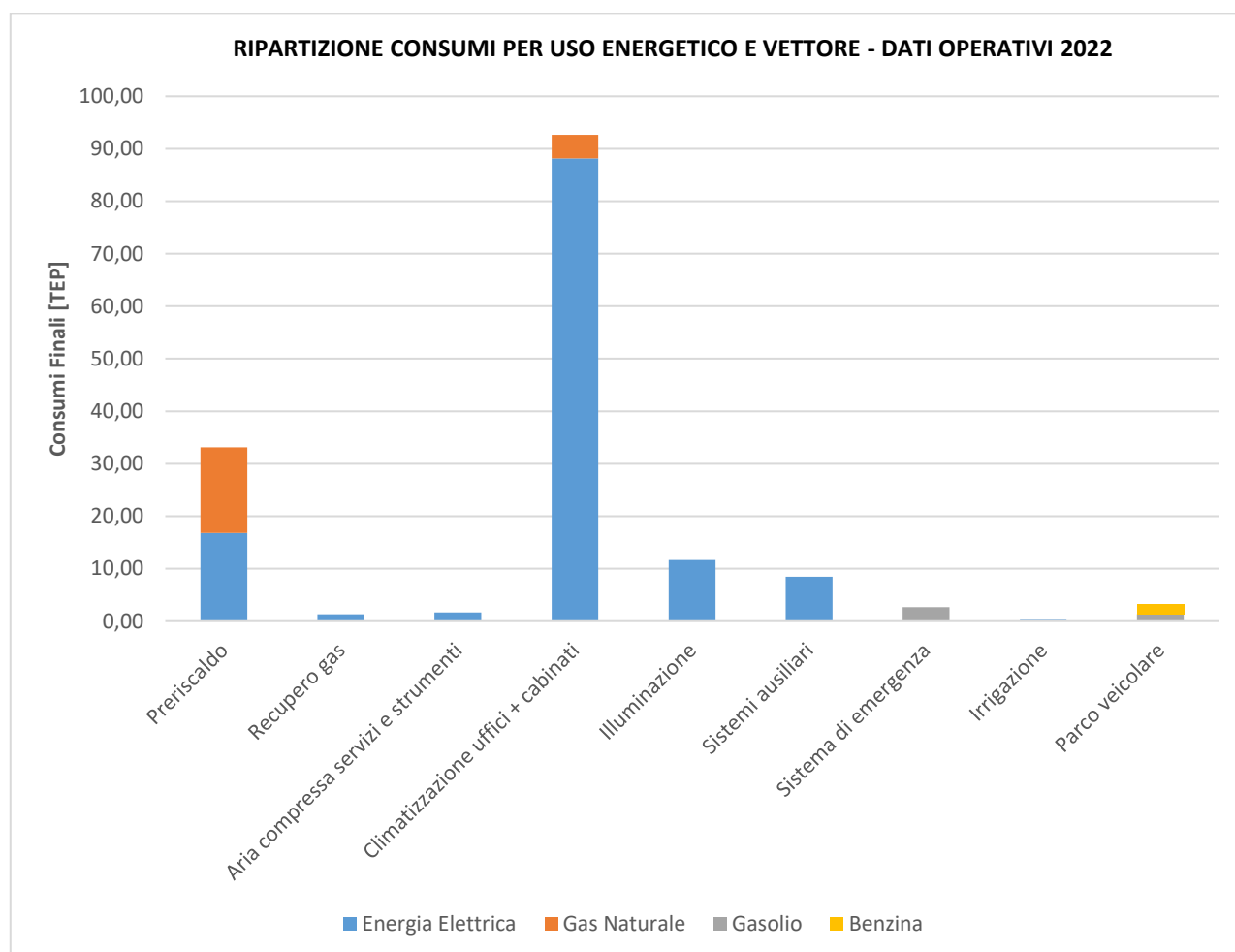


Figura 7-3: Ripartizione dei consumi per uso e vettore energetico

7.1.1 Energia elettrica

Gli usi energetici elettrici, le relative aree funzionali e gli impianti considerati sono riportati nella seguente tabella:

USO ENERGETICO	AMBITO	NOTE
Compressione	Attività Principali	Ausiliari alla compressione: - n. 2 motore di lancio - n. 4 pompe olio di lubrificazione - n. 6 refrigeranti olio - n. 2 scandiglia olio minerale - n. 12 aerotermini - n. 4 compressori aria e turbosoffianti di TC - n. 4 ventilatori cabinati interni - n. 8 ventilatori moduli unità TC - altre utenze elettriche ausiliarie
Preriscaldamento	Servizi Ausiliari	N. 2 caldaie di preriscaldamento e relativi bruciatori N. 2 riscaldatori elettrici fuel gas TC
Recupero gas	Servizi Ausiliari	N°1 elettrocompressore e relativi ausiliari (motori ricircoli olio, liquido refrigerante e motore di ventilazione)



23/00655

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICA

Rev. 00

Data: 30/06/2023

Pag. 61/82

Aria compressa	Servizi Ausiliari	N° 3 compressori per servizi e strumenti
Climatizzazione	Servizi Generali	N° 1 caldaia e relativo bruciatore N° 9 pompe centrale termica N° 8 pompe locale fluidi N° 2 gruppi frigo (sala quadri, sala controllo e sala SIS) N° 1 gruppo pompa di calore geotermico e modulo idronico N° 1 gruppo frigo ausiliario geotermico N° 17 aerotermini officina e magazzino N° 21 fan coils a terra (palazzina uffici) N° 11 fan coils a terra (sala quadri e sala controllo) N° 9 fan coils a soffitto (sala quadri, sala controllo e sala SIS) N° 2 fan coils a terra (locale PE e TELE) N° 2 condizionatori (locali cems TC) N° 2 condizionatori (sala SIS a parete) N° condizionatore (sala SIS a soffitto) N° 3 condizionatori (sala analisi/cabina misura fiscale) N° 2 estrattori d'aria per sala batterie
Illuminazione	Servizi Generali	Illuminazione interna N°390 LED palazzine uffici, magazzini e locali tecnici Illuminazione esterna N° 105 pali luce (LED) e n°18 torri faro (LED)
Sistemi ausiliari	Servizi Generali	Postazioni pc, apparecchiature elettroniche varie Forza motrice
Sistema di emergenza	Servizi Generali	- N° 1 gruppo elettrogeno - N°2 elettropompa (una da 45 kW e l'altra da 15 kW)
Irrigazione	Servizi Generali	- N° 2 pompe per l'irrigazione

Tabella 7-1: Utenze elettriche

Dettagliando l'analisi dell'uso del vettore energia elettrica emerge che:

- L'Attività Principale "Compressione" incide per il 17,37% del totale di Energia Elettrica;
- Tra i Servizi Ausiliari, l'uso energetico più significativo è rappresentato dall'attività di "Preriscaldamento" al quale è associato il 10,82% del totale di consumi elettrici;
- Tra i Servizi Generali, ma anche dell'intero sito, la "Climatizzazione" è l'uso energetico più rilevante (56,73% del totale di Energia Elettrica), seguita da "Illuminazione" e "Sistemi Ausiliari".

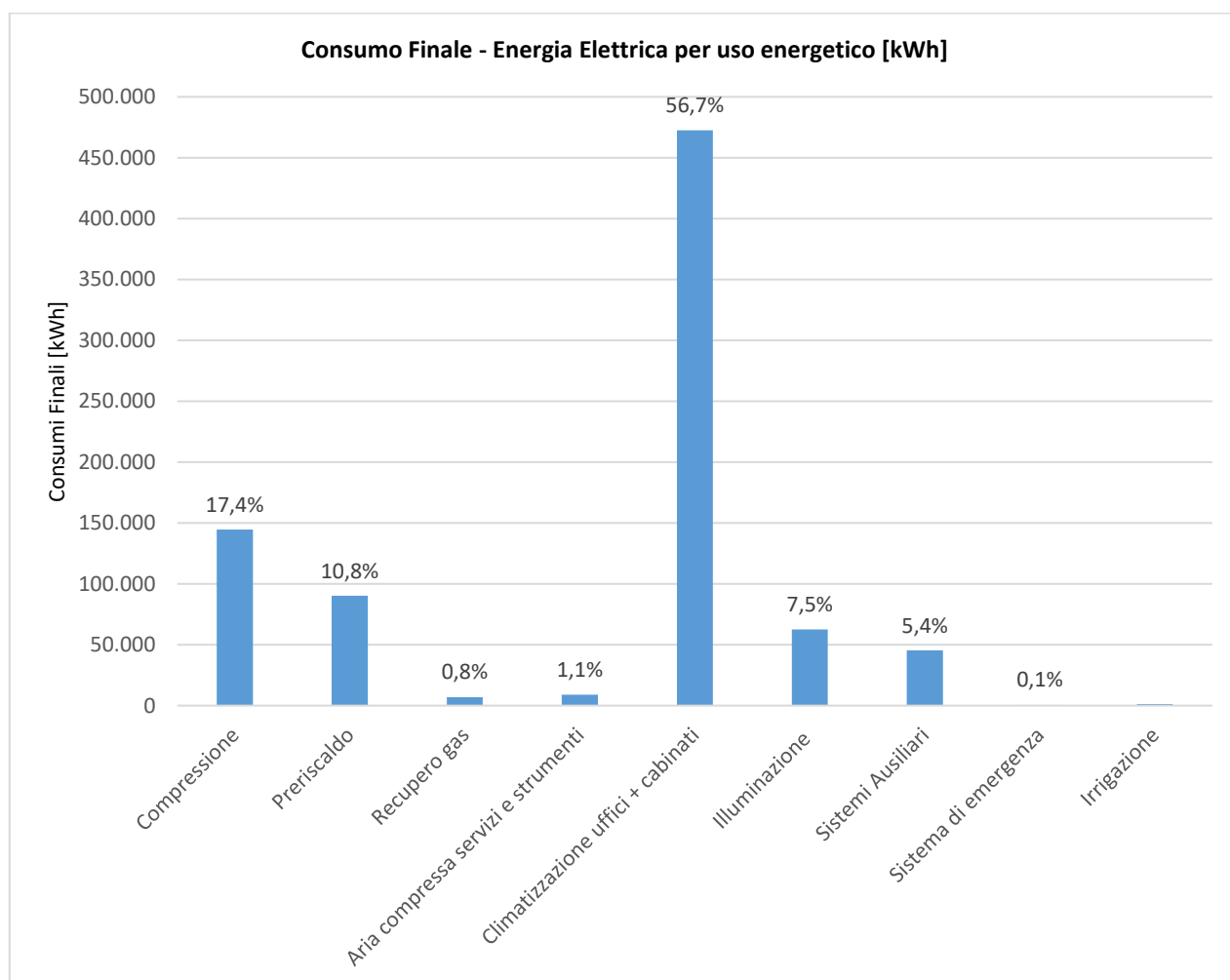


Figura 7-4: Ripartizione di energia elettrica per uso energetico

Per il periodo di riferimento dell'analisi, i dati operativi di energia elettrica sono ottenuti attraverso i seguenti metodi:

1. Calcolando i consumi a partire dalle potenze installate delle singole macchine ed il rispettivo periodo di funzionamento, attribuendo adeguati fattori di carico e coefficienti di utilizzo;
2. Utilizzando i dati di consumo rilevati in continuo dai contatori dedicati;
3. In base a stime basate su valori di riferimento reperiti in letteratura.

Nel caso in cui il consumo energetico derivi da calcoli, si sono considerati anche adeguati valori di coefficienti di carico, rendimento e fattore di utilizzo.

• **Compressione**

I consumi elettrici dell'attività di compressione del gas naturale sono da attribuirsi al funzionamento degli ausiliari presenti all'interno dei cabinati, dei quali si possono citare: i motori di lancio, i ventilatori dei singoli cabinati, gli aerotermini, le turbosoffianti, le pompe per l'olio di lubrificazione, oltre che i refrigeranti e le scaldiglie dell'olio stesso.

A differenza di altre centrali SRG, i dati operativi di consumo elettrico dei turbocompressori nel sito di Minerbio sono stati interamente calcolati. Sulla base di una campagna di misura effettuata per circa un mese,



23/00655

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICA

Rev. 00

Data: 30/06/2023

Pag. 63/82

si sono rilevati dai multimetri presenti i consumi dei cabinati con le unità si in marcia che ferme, in quanto alcuni impianti sono richiesti funzionanti in periodi diversi dall'attività di compressione. Successivamente il dato orario di consumo nella modalità di TC in marcia è stato rapportato alle ore effettive di esercizio e prova dei turbocompressori per l'anno 2022 (dato già a disposizione), mentre il consumo dei turbocompressori fermi è stato rapportato al restante numero di ore disponibili nell'anno.

Sulla base di quanto appena detto si riportano di seguito i consumi determinati per i rispettivi TC:

Mese	TC1					TC2				
	Ore in marcia	Consumo in marcia [kWh]	Ore da ferme	Consumo da ferma [kWh]	Consumo totale [kWh]	Ore in marcia	Consumo in marcia [kWh]	Ore da ferme	Consumo da ferma [kWh]	Consumo totale [kWh]
Gennaio	0	0	744	2.206	2.206	0	0	744	2.353	2.353
Febbraio	7	748	665	1.972	2.720	7	785	665	2.104	2.888
Marzo	37	3.956	707	2.096	6.053	0	0	744	2.353	2.353
Aprile	0	0	720	2.135	2.135	0	0	720	2.277	2.278
Maggio	2	214	742	2.200	2.414	1	112	743	2.350	2.462
Giugno	298	31.864	422	1.251	33.116	0	0	720	2.277	2.278
Luglio	0	0	744	2.206	2.206	0	0	744	2.353	2.353
Agosto	5	535	739	2.191	2.726	6	673	738	2.334	3.007
Settembre	144	15.398	576	1.708	17.106	173	19.395	547	1.730	21.125
Ottobre	73	7.806	671	1.989	9.795	76	8.520	668	2.113	10.633
Novembre	22	2.352	698	2.069	4.422	5	561	715	2.262	2.822
Dicembre	5	535	739	2.191	2.726	1	112	743	2.350	2.462
Totale	593	63.408	8.167	24.217	87.625	269	30.157	8.491	26.858	57.016

Tabella 7-2: Cabinati – consumi elettrici

È stata valutata la correlazione dei consumi elettrici rispetto alla portata di gas compresso, ottenendo sempre per ogni unità di compressione un ottimo indice di correlazione R^2 ; per tutte le TC si è infatti ottenuto un valore maggiore di 0,95. Come già emerso da altre centrali oggetto di diagnosi energetica, infatti, il gas compresso è l'Energy Driver dei consumi di energia elettrica dei turbocompressori.

Nella figura di seguito si riporta la significativa correlazione riferita a ciascun TC.

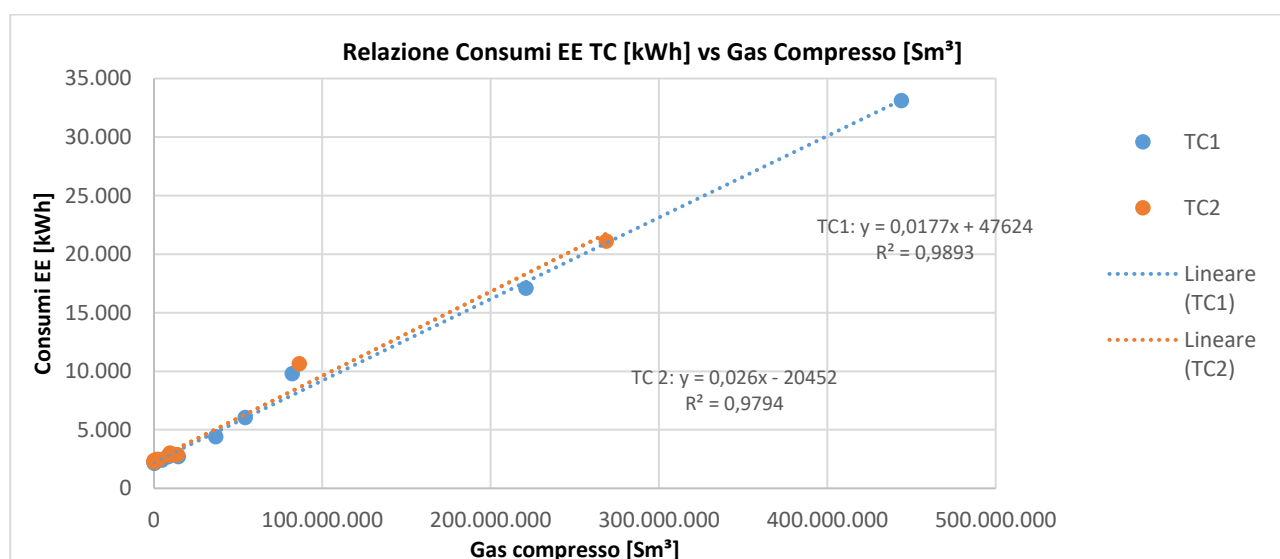


Figura 7-5: Correlazione consumi elettrici dei TC e gas compresso

Sono stati ulteriormente analizzati i consumi di energia elettrica dei cabinati rispetto alle ore di funzionamento dei turbocompressori, nonostante risultano presenti differenti utenze nel cabinato, costituite dal sistema di avviamento dei turbocompressori, al sistema di pompaggio dell'olio lubrificante e della ventilazione. In particolare, per quest'ultima utenza, si segnala che dovendo mantenere il cabinato in depressione per ragioni di sicurezza, la ventilazione rimane attiva anche dopo lo spegnimento delle unità di compressione, a meno che l'impianto si fermi e le condotte vengano depressurizzate.

Nonostante questa premessa l'indice di correlazione calcolato ha raggiunto valori più che positivi per tutti e tre i TC.

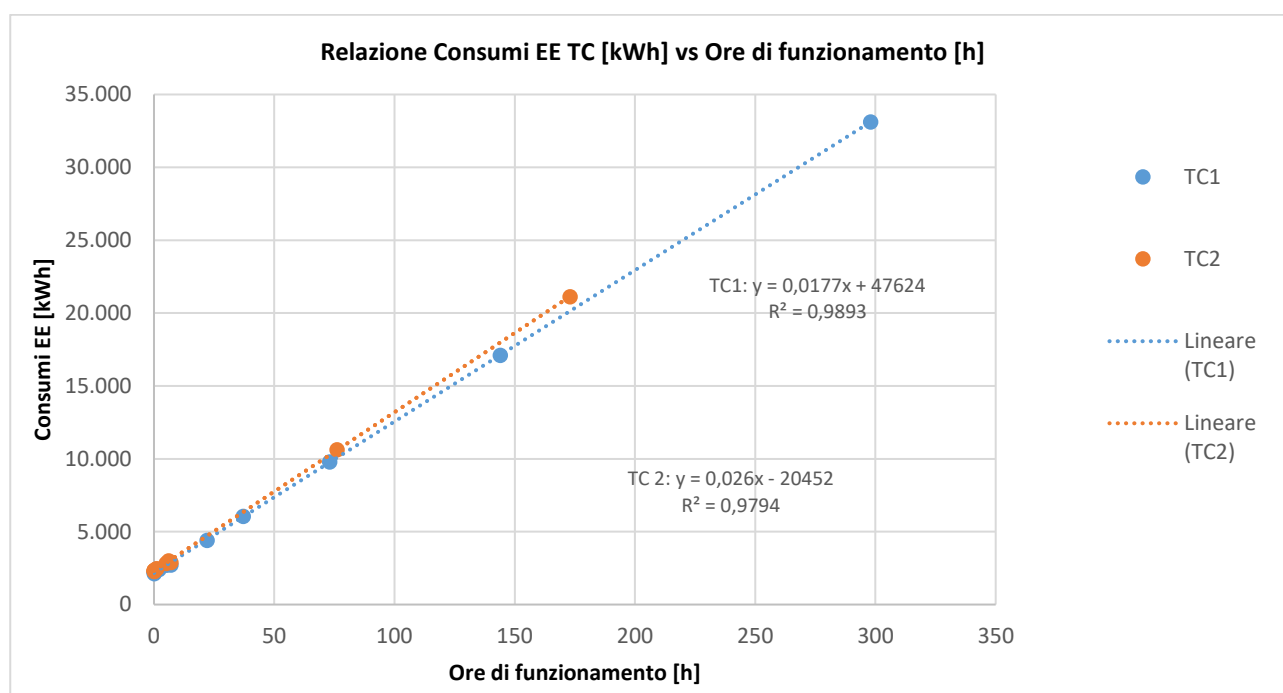


Figura 7-6: Correlazione consumi elettrici dei TC e ore di funzionamento

I risultati ottenuti dall'ultimo grafico possono confermare la scelta del metodo di calcolo utilizzato, dove il numero di ore di funzionamento era il dato di ingresso. Nonostante ciò, si suggerisce di adeguare il monitoraggio dei consumi elettrici di cabinato a quanto già presente in altre centrali, dal momento che sono presenti diversi impianti con principi di funzionamento differenti l'uno dall'altro per i quali diventa difficili talune volte dover ricorrere alla loro stima.

- **Preriscaldamento**

Come per i turbocompressori, anche i consumi elettrici imputabili all'attività di Preriscaldamento sono stati interamente calcolati; in particolare il preriscaldamento del fuel gas presso la centrale oggetto di diagnosi è garantito dall'esercizio delle due caldaie B1 e B2 (con i relativi bruciatori e ausiliari), oltre che da due riscaldatori elettrici destinati a sopperire il mancato apporto termico fornito dalle caldaie. Quest'ultimi, di cui ognuno è asservito ad una specifica unità di compressione, vengono attivati quando i due impianti termici non riescono a portare alla temperatura richiesta il gas naturale utilizzato come combustibile. Tra le principali cause di questo utilizzo emergono le condizioni climatiche esterne e la distanza dalla centrale termica ai cabinati, tale da penalizzare il gradiente termico. Ad oggi, le centrali di Minerbio e Sergnano sono le uniche di Snam Rete Gas ad utilizzare questo metodo per riscaldare il fuel gas.

**RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICA**

Fatta questa premessa, si segnala che il dato di consumo elettrico associato alle due caldaie è stato calcolato partendo dal dato di potenza elettrica dei relativi bruciatori, considerando poi un periodo di funzionamento pari a tutto l'anno, in quanto deve essere sempre mantenuta calda l'acqua utilizzata come fluido termovettore per preriscaldare il gas, ed infine un rendimento medio. Ne deriva un consumo totale annuo pari a **29.000 kWh**.

I consumi dei riscaldatori elettrici sono stati invece calcolati sulla base della loro potenza installata (55 kW l'uno), del periodo di funzionamento (assunto pari al tempo di accensione delle unità di compressione), un fattore di carico (di valore unitario trattandosi di carico resistivo) e del rendimento (ipotizzato valore medio di 0,7 assunto da letteratura). Di seguito si riporta il dettaglio dei risultati ripartiti per unità TC e per mese:

Di seguito il dettaglio mensile dei due riscaldatori elettrici:

Consumi elettrici riscaldatori fuel gas					
Mese	Ore funzionamento TC1	Risc. Fuel gas TC1 [kWh]	Ore funzionamento TC2	Risc. Fuel gas TC2 [kWh]	Totale consumi [kWh]
Gennaio	0	0	0	0	0
Febbraio	7	495	7	495	990
Marzo	37	2.616	0	0	2.616
Aprile	0	0	0	0	0
Maggio	2	141	1	71	212
Giugno	298	21.073	0	0	21.073
Luglio	0	0	0	0	0
Agosto	5	354	6	424	778
Settembre	144	10.183	173	12.234	22.416
Ottobre	73	5.162	76	5.374	10.536
Novembre	22	1.556	5	354	1.909
Dicembre	5	354	1	71	424
Totale	593	41.934	269	19.022	60.956

Tabella 7-3: Preriscaldamento – consumi elettrici

I riscaldatori elettrici non rappresentano il totale dei consumi dell'attività di preriscaldamento ed essendo presente solo il consumo annuo delle due caldaie, non verranno fatti ulteriori approfondimenti come fatto per la Compressione.

- **Climatizzazione uffici e cabinati**

Data l'incidenza dell'attività di climatizzazione sui consumi elettrici di centrale, viene effettuata un'analisi di dettaglio più approfondita sul metodo scelto per la determinazione dei dati energetici.

Anche per il presente uso energetico non è presente alcun sistema di misura dei consumi, pertanto tutti i valori che verranno riportati sono stati interamente calcolati sulla base dei dati a disposizione (potenza installata, periodi di funzionamento, fattore di carico e utilizzo).

Come detto, presso la centrale termica è presente una terza caldaia asservita esclusivamente al riscaldamento invernale dei cabinati, del magazzino/officina e, limitatamente alla prima parte del 2022, anche degli uffici.

Come già fatto per il preriscaldamento, anche il consumo della caldaia B3 è stato calcolato su base annuale, ottenendo un valore pari a **14.000 kWh**.

A parte sono stati poi calcolati i consumi delle pompe di mandata e ricircolo acqua calda presenti in centrale termica; di queste ne sono presenti n. 9 da 2,7 kW l'una, e di queste il funzionamento ne prevede sempre la metà in marcia e le restanti mantenute come riserva.



23/00655

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICA

Rev. 00

Data: 30/06/2023

Pag. 66/82

A seguire sono state censite anche le pompe del locale fluidi per la palazzina, presenti per un numero pari a 8 e della potenza di 0,7 kW ciascuna. Il loro consumo è stato calcolato sulla base di un periodo di funzionamento uguale a tutte le ore dell'anno, e un coefficiente di utilizzo pari a 0,5 essendo anch'esse accoppiate in parallelo (una pompa in marcia e l'altra di backup).

Per il riscaldamento dell'officina sono presenti n. 17 aerotermi da 0,13 kW ciascuno, funzionanti quindi per 6 mesi all'anno previsti dalla normativa che regola l'accensione degli impianti termici a seconda della fascia climatica di pertinenza (in questo caso E).

I restanti ambienti sono climatizzati attraverso la pompa di calore geotermica, in funzione durante tutto il periodo estivo per il raffrescamento e, partire da novembre 2022, anche per riscaldamento degli uffici. Per ulteriori dettagli in merito si rimanda a quanto già scritto nel capitolo degli impianti e utilities.

Rimangono escluse la sala quadri, la sala controllo e la sala SIS per le quali sono presenti due gruppi frigo dedicati sempre accesi in modo alternato e regolati da termostato per mantenimento temperatura di set-point.

Seguono i consumi ottenuti per ogni impianto presente:

Tipologia impianto	N°	Potenza cad. [kW/cad.]	Ore di funzionamento [h/anno]	fc	ku	Consumi [kWh]	Note	TIPO DI DATO
Aerotermi cabinati	17	0,13	1.400	0,8	1	2.475	Tempo stimato	Calcolato
Pompe centrale termica	9	2,7	8.760	0,8	0,5	84.972	La metà delle pompe è in marcia sempre, mentre le restanti vengono mantenute come backup	Calcolato
Pompe locale fluidi	9	0,7	8.760	0,8	0,5	18.501	La metà delle pompe è in marcia sempre, mentre le restanti vengono mantenute come backup	Calcolato
Gruppi frigo sala quadri, sala controllo e sala SIS	2	15	8.760	0,8	0,5	106.171	Sempre accesi in raffrescamento e regolati da termostato per mantenimento temperatura	Calcolato
Gruppo frigo ausiliario geotermico	1	57	--	--	--	--	Non si è mai attivato nell'anno considerato per la diagnosi	Calcolato
Pompe di calore geotermico	1	57	4.320	0,3	1	73.872	Sempre accesa	Calcolato
Modulo idronico PdC geotermica	1	5,1	4.320	0,3	1	6.610	Accoppiato al funzionamento della PdC geotermica	Calcolato
Pompe di ricircolo geotermico	6	1,22	4.320	0,8	0,5	2.102	Variabile in base alle necessità	Calcolato
FAN COIL a terra palazzina uffici	21	0,08	2.340	0,8	1	3.145	Regolati da termostato, spegnimento notturno	Calcolato



23/00655

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICA

Rev. 00

Data: 30/06/2023

Pag. 67/82

FAN COIL a terra sala quadri e sala controllo	11	0,1	720	0,8	1	507	Regolati da termostato per mantenimento temperatura (funzionamento estivo)	Calcolato
FAN COIL a soffitto sala quadri, sala controllo e sala SIS	9	0,2	8.760	0,8	1	14.016	Sempre accesi e regolati da termostato per mantenimento temperatura	Calcolato
FAN COIL a terra locale PE e TELE	2	0,1	720	0,8	1	92	Accesi solo d'estate	Calcolato
CONDIZIONATORI locali cems TC	2	2,5	8.760	0,8	1	35.040	Sempre accesi e regolati da termostato per mantenimento temperatura	Calcolato
CONDIZIONATORI Sala SIS a parete	2	2,5	720	0,8	1	2.880	Accesi solo d'estate	Calcolato
CONDIZIONATORI Sala SIS a soffitto	1	2,5	8.760	0,8	1	17.520	Sempre accesi e regolati da termostato per mantenimento temperatura	Calcolato
CONDIZIONATORI Sala Analisi/Cabina misura fiscale	3	3,5	8.760	0,8	1	73.584	Sempre accesi e regolati da termostato per mantenimento temperatura	Calcolato
Estrattori sala batterie	2	1,1	8.760	0,8	1	15.418	Variabile in base alle necessità	Calcolato
Boiler ACS magazzino parti strategiche	1	1,2	8.760	0,9	0,1	946	Variabile in base alle necessità	Calcolato

Tabella 7-4: Climatizzazione – consumi elettrici

- Altre utenze elettriche**

Le altre utenze sono state stimate in accordo a calcoli basati sulle ore di funzionamento rilevate o stimate in base alla tipicità delle macchine considerate:

ATTIVITÀ	Area funzionale	Potenza tot. [kW]	Ore di funzionamento [h/anno]	Consumi [kWh]	Note	TIPO DI DATO
Recupero gas	Servizi Ausiliari	266 (inclusi ausiliari)	30,87	7.013	Le ore di funzionamento sono registrate; il rendimento è fornito dai manuali degli impianti ausiliari asserviti al recupero gas.	Calcolato
Aria compressa	Servizi Ausiliari	54	K-10: 379 K-5A: 301 K-5B: 341	8.980	Sono presenti due compressori per attuatori di valvole e strumenti, di cui uno funziona sempre, l'altro a supporto. Presente terzo compressore per i servizi di centrale	Calcolato
Sistemi ausiliari	Servizi Generali	65,4	Orari standard da ufficio, ad esclusione dei PC e monitor della sala controllo sempre accesi	45.332	Stampanti, prese FM, PC portatili e fissi, monitor.	Calcolato



23/00655

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICA

Rev. 00

Data: 30/06/2023

Pag. 68/82

Illuminazione	Servizi Generali	33,85	Variabile, a seconda dell'uso	62.439	Calcolate ore notturne per definire il funzionamento dei pali luce (attivazione con crepuscolare) e delle torri faro (accesa sempre solo una e altre solo all'occorrenza); seguono invece gli orari da ufficio i corpi illuminanti presenti nella palazzina principale; si accendono all'occorrenza le lampade presenti negli altri stabili.	Calcolato
Irrigazione	Servizi Generali	26	Variabile	1.217	Stimate 2 ore a settimana	Calcolato
Sistemi di emergenza - Elettropompa	Servizi Generali	60	12	648	Stimate 12 ore di funzionamento annuo.	Calcolato

Tabella 7-5: Altre utenze elettriche

	23/00655
RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICA	Rev. 00 Data: 30/06/2023 Pag. 69/82

7.1.2 Gas naturale

Gli usi energetici considerati per i consumi termici di gas naturale sono riportati nella seguente tabella:

USO ENERGETICO	AMBITO	NOTE
Compressione	Attività Principali	N° 2 unità di compressione
Preriscaldamento	Servizi Ausiliari	N° 2 caldaie (Pth,f = 448 kW/cad.)
Climatizzazione uffici e cabinati	Servizi Generali	N° 1 caldaia (Pth,f = 639 kW)
Parco veicolare	Servizi Generali	N° 3 veicoli (doppia alimentazione con benzina)

Tabella 7-6: Utenze termiche

Tra gli usi energetici riportati in tabella, la compressione è l'attività che richiede il maggior utilizzo di gas naturale, seguita rispettivamente dagli usi Preriscaldamento e Climatizzazione. Per quanto riguarda quest'ultimi due servizi, i consumi termici sono imputabili all'attività delle n. 3 caldaie, di cui due in uso per il preriscaldamento e la terza per la climatizzazione. L'apporto energetico della terza caldaia è destinato a calare dal momento che verso la fine del 2022 si è cambiato la priorità nell'assetto di funzionamento degli impianti; ne deriva che la pompa di calore dell'impianto geotermico viene utilizzata ora sia per la climatizzazione degli uffici sia in estate che in inverno, lasciando la caldaia B3 in uso solo per il riscaldamento dei cabinati e degli aerotermini dell'officina.

Il consumo di gas naturale dei n. 3 automezzi rappresenta invece un consumo trascurabile se rapportato al totale.

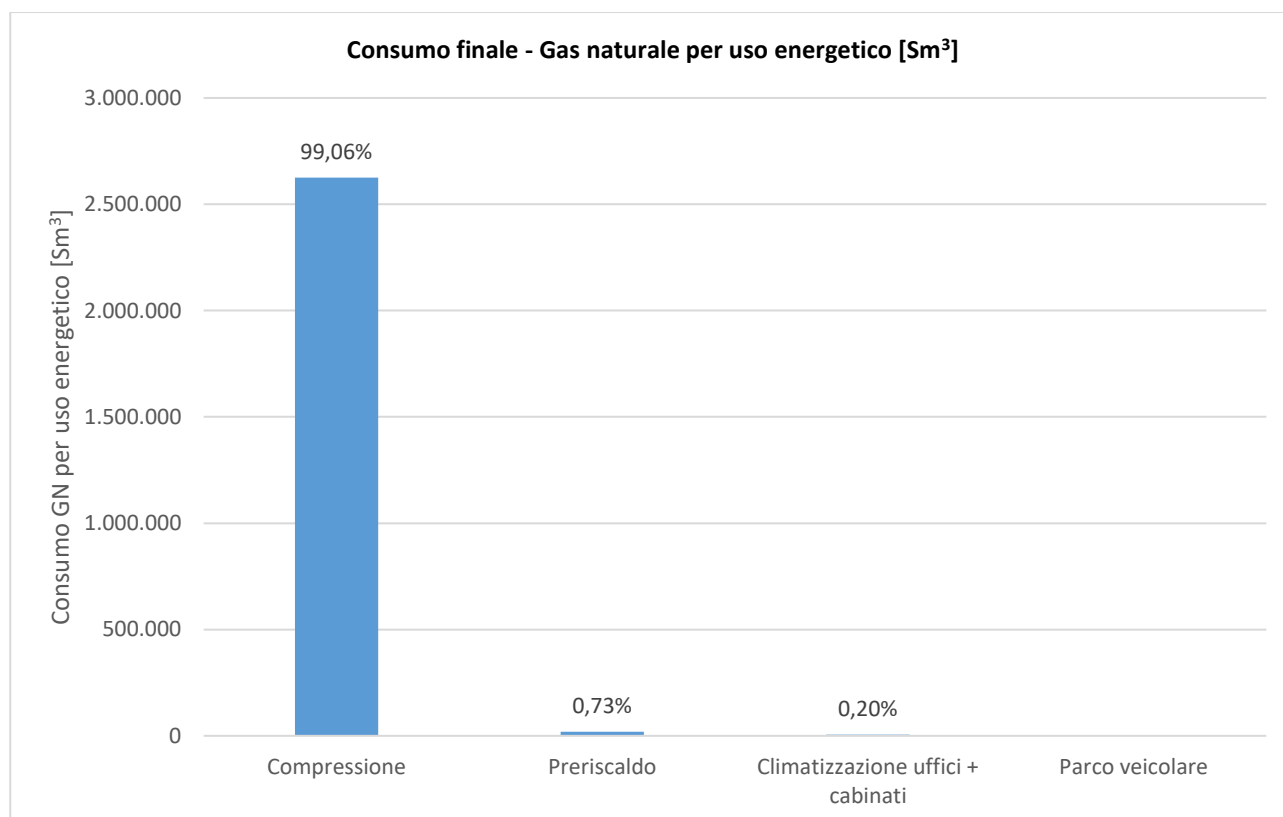


Figura 7-7: Ripartizione dei consumi termici per uso energetico



- **Compressione**

Il consumo operativo di gas naturale dell'impianto di compressione viene misurato in continuo da strumenti di misura ad uso interno ad ultrasuoni, tramite una catena di misura che rileva sia la portata del combustibile che le condizioni di riferimento necessarie al convertitore per il calcolo del dato effettivo finale.

La tabella seguente riporta i dati di gas naturale utilizzato come combustibile suddivisi per unità di compressione e con dettaglio mensile; i dati inseriti fanno riferimento alla somma del fuel gas utilizzato sia in condizioni di prova che esercizio delle TC.

Consumi	TC 1	TC 2	Consumi totali
MESE	[Sm ³]	[Sm ³]	[Sm ³]
Gennaio	61	44	105
Febbraio	21.382	24.767	46.149
Marzo	109.223	19	109.242
Aprile	25	21	46
Maggio	4.792	1.208	6.000
Giugno	870.223	2	870.225
Luglio	10	3	13
Agosto	14.474	14.127	28.601
Settembre	460.314	536.761	997.075
Ottobre	233.578	238.312	471.890
Novembre	68.248	14.575	82.823
Dicembre	9.538	3.010	12.548
Totale	1.791.868	832.849	2.624.717

Tabella 7-7: Consumi termici - compressione

Sono stati valutati diversi fattori che possono incidere sui consumi di gas naturale e, come emerso dalla diagnosi energetica di Snam Rete Gas del 2019, uno degli Energy Driver è il gas compresso.

È stata valutata la correlazione per singole unità di compressione dal quale è emersa una significativa e forte dipendenza dei consumi rispetto al gas compresso dall'impianto, ottenendo sempre un valore $R^2 > 0,99$. Si riporta nella figura di seguito l'andamento ripartito per singole unità di compressione.

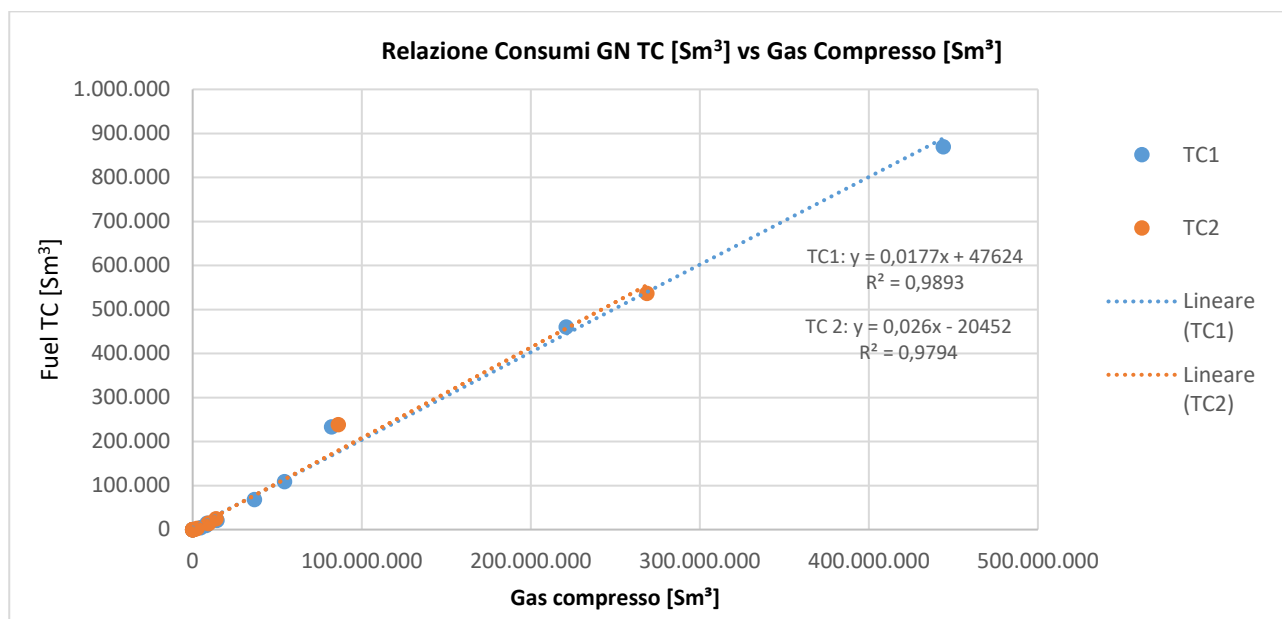


Figura 7-8: Compressione - correlazione lineare tra consumo e gas compresso

Inoltre, a titolo di ulteriore approfondimento, si è valutata, su base mensile, l'influenza delle ore di funzionamento delle macchine come Energy Driver rispetto al gas naturale utilizzato come combustibile; dall'analisi di correlazione lineare è emerso un ottimo fattore ($R^2 > 0,99$), sia sul dato inerente alle singole unità di compressione che sul dato complessivo.

Si riporta di seguito l'analisi di approfondimento effettuata sul dato complessivo di consumo e l'Energy Driver ore di funzionamento.

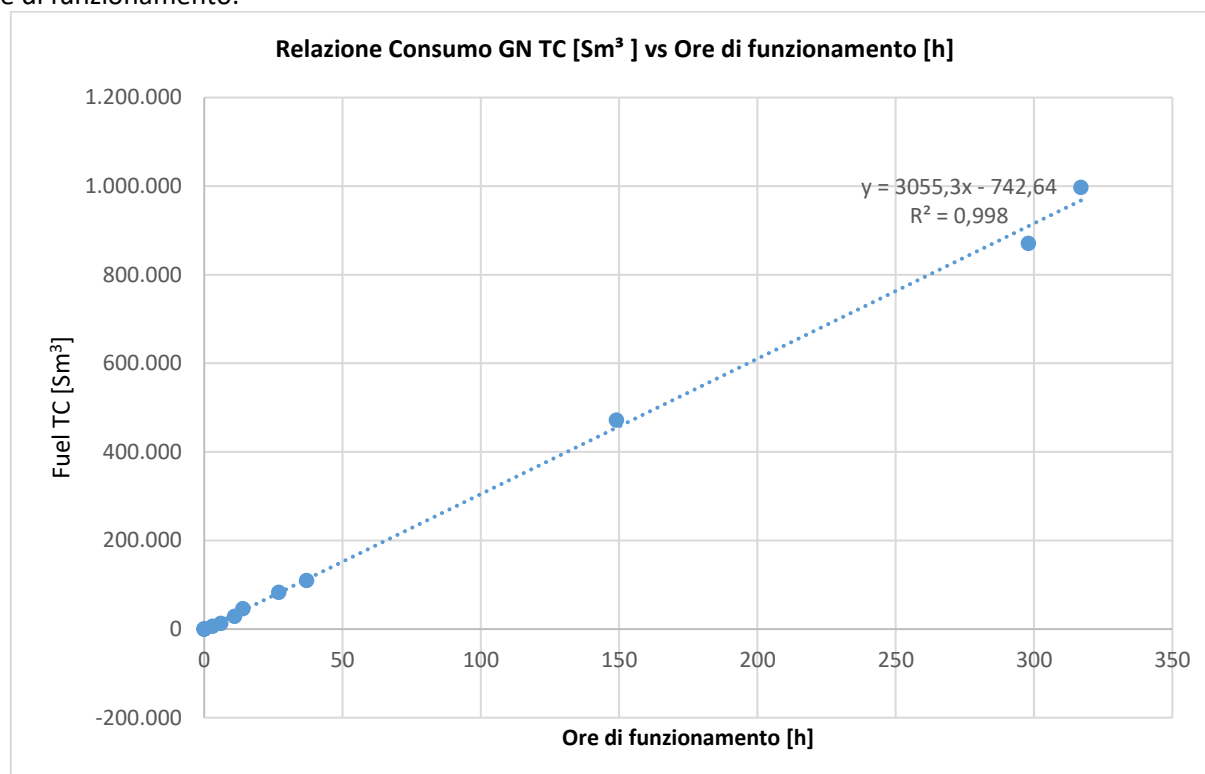


Figure 7-9: Compressione - correlazione lineare tra consumo e ore di funzionamento

Di seguito vengono invece indicati i dati relativi alle ore di funzionamento ripartite per unità di compressione:

Ore di funzionamento [h]			
MESE	TC1	TC2	Totale
Gennaio	0	0	0
Febbraio	7	7	14
Marzo	37	0	37
Aprile	0	0	0
Maggio	2	1	3
Giugno	298	0	298
Luglio	0	0	0
Agosto	5	6	11
Settembre	144	173	317
Ottobre	73	76	149
Novembre	22	5	27
Dicembre	5	1	6
Totale	593	269	862

Tabella 7-8: Compressione: ore di funzionamento TC

Sulla base dei dati appena riportati, di seguito viene mostrata anche la correlazione della portata di fuel gas rispetto alle ore di funzionamento di ciascuna unità di turbocompressori; anche in questo caso si ottengono dei buoni risultati per giustificare la presente correlazione.

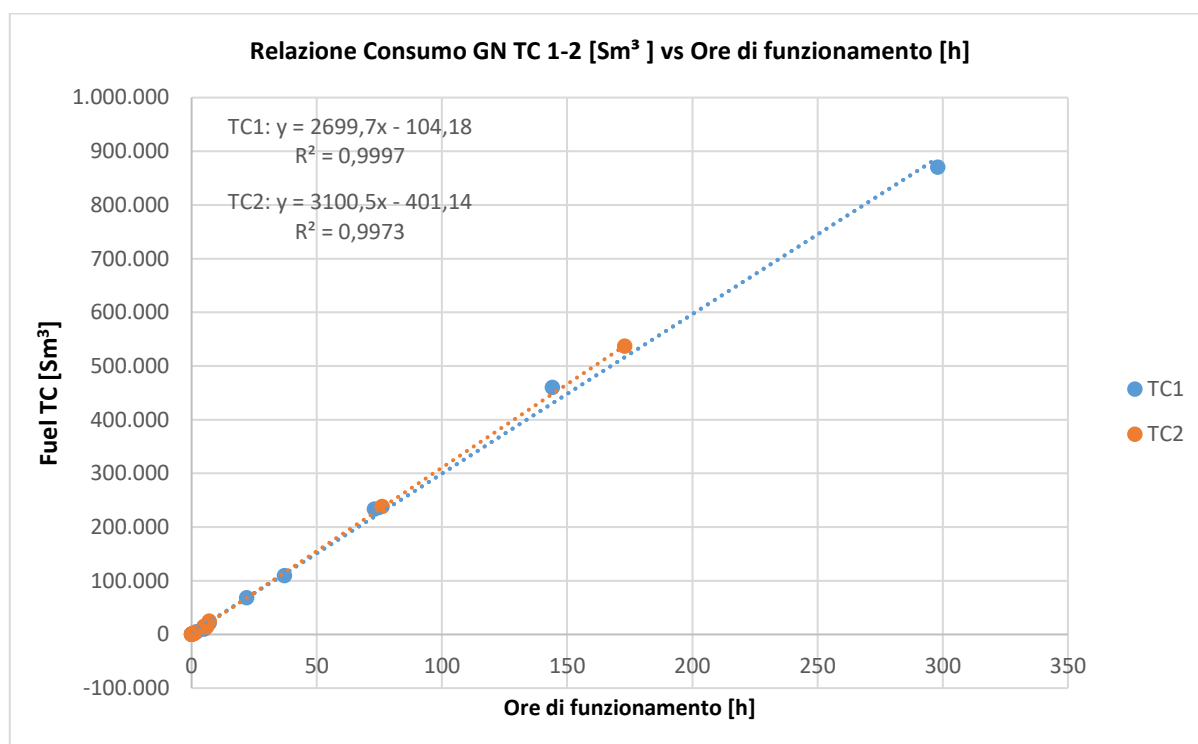


Figura 7-10: Compressione - correlazione lineare tra consumo dei singoli TC e ore di funzionamento



- **Preriscaldamento**

L'attività di preriscaldamento consiste nel riscaldare il gas combustibile in ingresso ai turbocompressori tramite uno scambiatore di calore, in modo da innalzare la temperatura dai 10-15°C del metanodotto ai 40°C necessari in camera di combustione. La temperatura del gas in transito nel metanodotto ha una forte variabilità a causa della dipendenza dalla stagionalità durante il prelievo.

Questa attività è garantita da due caldaie (B1 e B2) di uguale potenza termica al focolare (448 kW), ognuna delle quali è dotata di contatore ad uso interno per la misura del volume di gas naturale utilizzato in alimentazione.

Dovendo elaborare alcune considerazioni sull'uso "Preriscaldamento", si è associata la quantità di combustibile richiesta durante l'anno dai vari turbocompressori con le due caldaie presenti.

Nella tabella seguente si riportano i consumi associati ai due impianti termici asserviti al preriscaldamento, più il combustibile richiesto per alimentare le unità di compressione in modo da fare un confronto per valutare l'incidenza del gas naturale nelle due attività.

Consumi	Caldaia B1	Caldaia B2	Fuel gas TC1-TC2
MESE	[Sm ³]	[Sm ³]	[Sm ³]
Gennaio	413	401	105
Febbraio	352	343	46.149
Marzo	539	195	109.242
Aprile	136	131	46
Maggio	196	486	6.000
Giugno	405	1934	870.225
Luglio	116	514	13
Agosto	271	287	28.601
Settembre	872	1226	997.075
Ottobre	412	1130	471.890
Novembre	366	2506	82.823
Dicembre	819	5414	12.548
Totale	4897	14567	2.624.717

Tabella 7-9: Consumi termici - preriscaldamento

I dati appena riportati relativi ai consumi termici annuali delle caldaie e la quantità di combustibile in ingresso alle unità di compressione sono serviti per valutare una loro possibile correlazione, ottenendo però un basso fattore (inferiore all'unità); pertanto non si ritiene corretto utilizzare come Energy Driver il gas combustibile di TC per il consumo termico delle caldaie.

Si è ottenuta una bassa correlazione anche confrontando i consumi delle caldaie con il gas compresso dalle unità di compressione e con le ore di funzionamento in marcia delle medesime; si escludono di conseguenza anche questi dati come possibili Energy Driver dei consumi termici delle caldaie. Il motivo è dovuto al fatto che entrambe funzionano per mantenere sempre in temperatura l'acqua utilizzata come fluido termovettore per il preriscaldamento del gas di mandata, mantenendo quindi un fabbisogno quasi costante per tutto l'anno.

- **Climatizzazione uffici e cabinati**

Il riscaldamento dei fabbricati (uffici e cabinati) viene effettuato dalla caldaia B3 con potenza termica massima al focolare pari a 639 kW. In particolare, l'impianto si occupa della climatizzazione invernale dei cabinati, dell'officina e del resto della palazzina principale. Questo assetto è stato mantenuto inalterato fino

**RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICA**

all'inizio della stagione di riscaldamento 2022, quando è stata cambiata la priorità impiantistica predisponendo la pompa di calore geotermica come macchina asservita non più solo alla climatizzazione estiva ma anche a quella invernale, per quanto concerne i soli spazi degli uffici.

I consumi termici sono ottenuti da appositi contatori ad uso interno, i quali rilevano in continuo i volumi allocati all'uso energetico "Climatizzazione uffici e cabinati" (come per le caldaie di preriscaldamento).

Un dispositivo contacalorie poi contabilizza l'energia termica sulla diramazione asservita ai fabbricati; tuttavia, si tratta di dati non tracciati e non utilizzati ai fini dell'elaborazione di questo modello operativo.

Nella tabella sottostante si riportano i consumi termici della caldaia utilizzata per il riscaldamento degli ambienti, con un dettaglio dei gradi giorno relativi a ciascun mese dell'anno. Quest'ultimi sono stati ricavati utilizzando i dati climatici di temperatura dell'anno 2022 per il paese di Minerbio, considerando 20 °C come temperatura di riferimento.

Consumi	Caldaia B3	GG invernali
MESE	[Sm ³]	[GG]
Gennaio	395	517
Febbraio	332	355
Marzo	494	361
Aprile	549	217
Maggio	388	47
Giugno	396	0
Luglio	104	0
Agosto	258	0
Settembre	852	44
Ottobre	400	57
Novembre	357	289
Dicembre	813	416
Totale	5.338	2.303

Tabella 7-10: Consumi termici caldaie per riscaldamento e GG Minerbio

I dati appena riportati in tabella sono serviti per valutare il consumo mensile di gas naturale per la climatizzazione dei fabbricati rispetto all'Energy Driver gradi giorno invernali. Come si può notare nel grafico sottostante, la correlazione ottenuta è molto bassa, con un indice R^2 pari a 0,06.

Si sottolinea però che i consumi termici registrati per la caldaia B3 non risultano molto allineati con l'andamento dei gradi giorno e per tale ragione la correlazione mostrata in figura 7-11 è risultata bassa. Si ricorda inoltre che il funzionamento della caldaia B3 è finalizzato anche alla produzione di acqua calda sanitaria per i servizi della palazzina, motivo per cui risulta difficile accostare i gradi giorno.

Con il cambio di priorità tra caldaia e impianto geotermico, ci si aspetta che i carichi termici vengano inseguiti con maggior accuratezza.

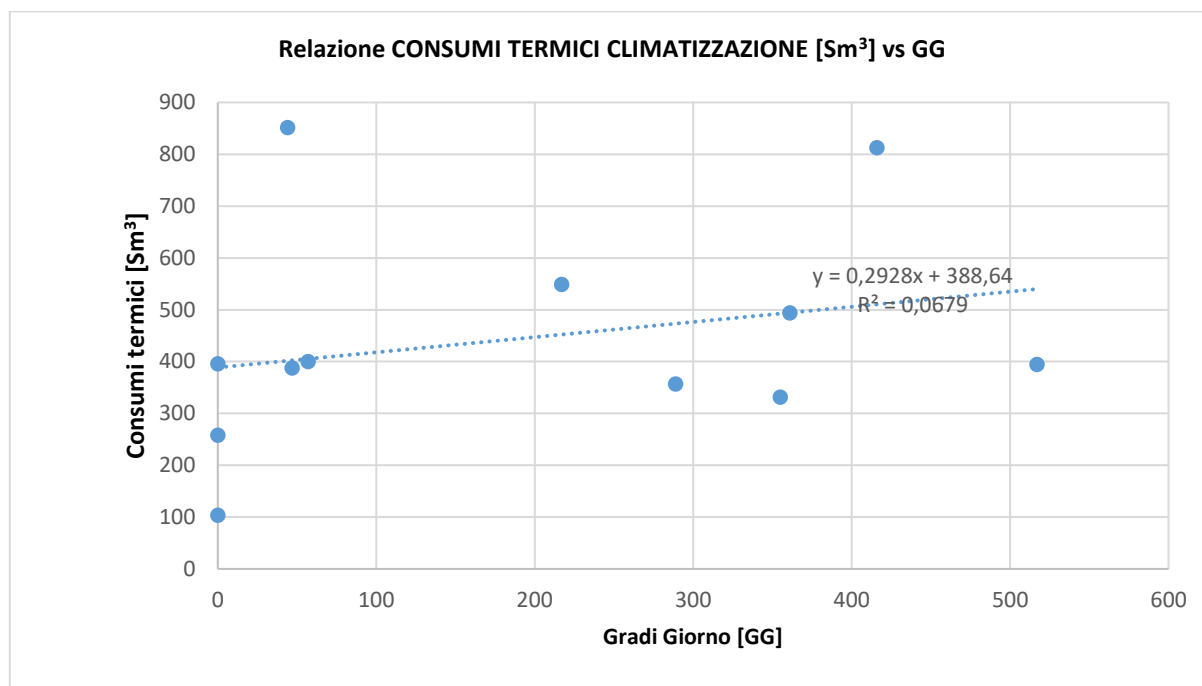


Figura 7-11: Climatizzazione - correlazione lineare tra consumi termici e Gradi Giorno



7.2 Validazione attendibilità modello

Scopo della diagnosi energetica è realizzare un modello energetico da confrontare con i consumi energetici valutati con i dati effettivi (fatture), al fine di ottenere degli indici confrontabili che possano dare luogo all'individuazione di azioni di miglioramento dell'efficienza energetica da considerare con un'attenta analisi costi benefici al termine dell'analisi.

Il modello di consumo descriverà le relazioni che esistono tra i consumi (variabile dipendente) e gli Energy Driver (variabile indipendente), cioè fattori che sono in grado di influenzarli.

L'accuratezza del modello viene valutata mediante l'analisi dello scostamento tra dati effettivi e dati operativi sul periodo di riferimento adottato; la convergenza può considerarsi raggiunta per scostamenti percentuali accettabili in funzione del vettore energetico, dell'ambito dell'intervento e del sistema di acquisizione e monitoraggio dei dati (catena di misura).

7.2.1 Energia Elettrica

Nella tabella seguente si richiamano i consumi stimati secondo il modello (dati operativi), i consumi effettivamente riscontrati nelle fatture (dati effettivi) e lo scostamento tra i dati che rappresenta il livello di accuratezza del modello stesso.

Voce	udm	2022
Dati operativi (modello)	kWh	832.876,27
Dati effettivi (fatture)	kWh	836.309,30
Scostamento	kWh	-3.433,03
Errore modello	%	-0,41%

Tabella 7-11: Scostamento modello energetico - energia elettrica

Si ritiene lo scostamento coerente con le ipotesi fatte in relazione al numero di utenze, i fattori di carico e le ore di funzionamento registrate.

7.2.2 Gas Naturale

Per l'elaborazione del modello energetico di centrale del gas naturale sono stati utilizzati i dati operativi, i quali sono contabilizzati con appositi misuratori ad uso interno; per tale motivo il modello si considera ad un livello del 100% di accuratezza in quanto tutti i dati operativi corrispondono a quelli misurati fiscalmente (dati effettivi).

Voce	udm	2022
Dati operativi (modello)	Sm ³	2.649.626,26
Dati effettivi	Sm ³	2.649.626,26
Scostamento	Sm ³	0,00
Errore modello	%	0,00%

Tabella 7-12: Scostamento modello energetico - gas naturale



7.2.3 Gasolio

Nella tabella seguente si richiamano i consumi stimati secondo il modello (dati operativi), i consumi effettivamente riscontrati nelle fatture (date effettivi) e lo scostamento tra i dati che rappresenta il livello di accuratezza del modello stesso.

Voce	udm	2022
Dati operativi (modello)	t	3,75
Dati effettivi (fatture)	t	3,75
Scostamento	t	0,00
Errore modello	%	0,00%

Tabella 7-13: Scostamento modello energetico - gasolio

I dati operativi di consumo del gasolio corrispondono a quanto ricavato dalle fatture emesse per ogni rifornimento, quindi ai dati effettivi. Di conseguenza sia lo scostamento tra le due tipologie di dati che l'errore del modello sono pari a 0.

7.2.4 Benzina

Nella tabella seguente si richiamano i consumi stimati secondo il modello (dati operativi), i consumi effettivamente riscontrati nelle fatture (date effettivi) e lo scostamento tra i dati che rappresenta il livello di accuratezza del modello stesso.

Voce	udm	2022
Dati operativi (modello)	t	1,83
Dati effettivi (fatture)	t	1,83
Scostamento	t	0,00
Errore modello	%	0,00%

Tabella 7-14: Scostamento modello energetico - benzina

Come per il gasolio, anche i dati operativi dei consumi associati alla benzina corrispondono a quanto ricavato dalle fatture emesse per ogni rifornimento, quindi ai dati effettivi. Di conseguenza sia lo scostamento tra le due tipologie di dati che l'errore del modello sono pari a 0.



8 Indicatori energetici e Baseline

Nel seguito si considerano gli indicatori e i consumi di riferimento per ogni uso energetico significativo.

EnPiG: indice performance generale

Rappresenta il rapporto tra il consumo di energia annuo globale espresso in TEP, kWh e Sm^3 e il dato globale di attività rappresentato dal gas compresso. Si determina l'EnPiG per ciascun anno del periodo considerato oltre che il valore medio dell'intero periodo di riferimento. Sono stati definiti due set di indicatori, uno riferito all'energia primaria, espressa sia in TEP che in kWh, un altro rispetto ai consumi finali dello stabilimento, espresso solo in kWh.

Indicatore	u.d.m.	Valore
Intensità energetica primaria	$\text{TEP}/\text{Sm}^3 \cdot 10^6$	1,88
Intensità energetica primaria	$\text{kWh}/\text{Sm}^3 \cdot 10^3$	21,87

Tabella 8-1: Energia primaria – indicatori generali

Indicatore	u.d.m.	Valore
Intensità energetica finale	$\text{kWh}/\text{Sm}^3 \cdot 10^3$	21,25
EnPiG EE	$\text{kWh}/\text{Sm}^3 \cdot 10^3$	0,66
EnPiG GN	$\text{kWh}/\text{Sm}^3 \cdot 10^3$	20,55
EnPiG Gasolio	$\text{kWh}/\text{Sm}^3 \cdot 10^3$	0,04
EnPiG Benzina	$\text{kWh}/\text{Sm}^3 \cdot 10^3$	0,02

Tabella 8-2: Energia finale – indicatori generali

I risultati appena riportati fanno emergere un EnPiG migliore del 29,6% rispetto a quanto ottenuto nella diagnosi del sito virtuale di Snam Rete Gas risalente al 2019 (allora l'EnPiG era stato di $2,67 \text{ TEP}/\text{Sm}^3 \cdot 10^6$). Si fa presente che il dato ottenuto fa riferimento anche ad una centrale, quella di Minerbio, di recente costruzione, con tecnologie installate più moderne rispetto ad altre inserite nel contesto del sito virtuale nell'ultimo rapporto di diagnosi energetica.

EnPiS: indice performance specifico

Rappresenta il rapporto tra il consumo energetico annuo e la variabile specifica per l'uso considerato, come riportato nella seguente tabella:

#	Uso energetico	Vettore	u.d.m.	Variabile energetica	u.d.m.	EnPiS
1	Compressione EE	Energia elettrica	kWh	Gas compresso	$\text{Sm}^3 \cdot 10^3$	EnPI EE Compressione
2	Compressione GN	Gas naturale	kWh	Gas compresso	$\text{Sm}^3 \cdot 10^3$	EnPI GN Compressione
3	Compressione EE	Energia elettrica	kWh	Ore di funzionamento	h	EnPI EE Compressione
4	Compressione GN	Gas naturale	kWh	Ore di funzionamento	h	EnPI GN Compressione
5	Preriscaldamento EE	Energia elettrica	kWh	Combustibile preriscaldato	$\text{Sm}^3 \cdot 10^3$	EnPI EE Preriscaldamento
6	Preriscaldamento GN	Gas naturale	kWh	Combustibile preriscaldato	$\text{Sm}^3 \cdot 10^3$	EnPI GN Preriscaldamento
7	Illuminazione	Energia elettrica	kWh	Superficie	m^2	EnPI EE Illuminazione
8	Climatizzazione GN	Gas Naturale	Sm^3	Gradi Giorno	GG	EnPI GN Climatizzazione
9	Climatizzazione EE	Energia elettrica	kWh	Superficie	m^2	EnPI EE Climatizzazione



23/00655

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICARev. 00
Data: 30/06/2023
Pag. 79/82

Si riporta di seguito l'andamento degli indicatori di performance specifica nel periodo di riferimento considerato:

#	Indicatore	u.d.m.	2022
1	Compressione EE	kWh / Sm ³ *10 ³	0,114
2	Compressione GN	kWh / Sm ³ *10 ³	20,355
3	Compressione EE	kWh / h	167,8
4	Compressione GN	kWh / h	29.841,0
5	Preriscaldamento EE	kWh / Sm ³ *10 ³	72,675
7	Preriscaldamento GN	kWh / Sm ³ *10 ³	34,349
8	Illuminazione	kWh / m ²	0,56976
9	Climatizzazione GN	Sm ³ / GG	22,71554

Tabella 8-3: EnPIS - indicatori specifici

Gli indicatori appena riportati fanno riferimento agli usi energetici adoperanti sia il vettore Energia Elettrica che Gas Naturale, ad eccezione dell'EnPIS associato all'illuminazione per il quale si è considerata la superficie totale del sito; per la definizione dell'Energy Driver riferito all'indicatore della climatizzazione (parte elettrica) si è tenuto conto invece della superficie delle zone coperte (palazzina uffici e altri fabbricati coperti).

Dal momento che ad oggi non sono presenti valori di benchmark per attività simili a quelle svolte dalle centrali di compressione del gas di SRG, gli indicatori di performance riportati sopra vengono introdotti come riferimento per un confronto futuro in occasione delle prossime diagnosi (da emettere con cadenza biennale).

Data la situazione stazionaria sia dei dati che delle caratteristiche impiantistiche dell'impianto di Minerbio per l'intero anno 2022, si ritiene corretto indicare i valori appena riportati degli EnPIS per Energia Elettrica e Gas Naturale come baseline caratteristica del sito.



9 Gap-analysis (BAT)

Si rimanda agli **Allegati 2** e **Allegati 3** per l'elenco completo delle BAT prese in considerazione.

10 Adeguamento del piano di monitoraggio

Richiamata la tabella di cui al paragrafo 4.2 relativa alla copertura dei dati operativi mediante il sistema di monitoraggio previsto dall'azienda (installazioni fisse di strumenti di misura, misure indirette quali campionamenti e campagne di misura, strumenti più misure indirette e/o calcoli), si riporta un approfondimento su quanto emerso in fase di raccolta di questi dati.

Secondo le Linee Guida ENEA in merito al monitoraggio nel settore industriale, il sito oggetto di diagnosi rientra nella fascia 3 della clusterizzazione (consumo 2022 di 2.376 TEP, quindi fascia 2.300-3.399 TEP); per tale fascia le soglie minime di monitoraggio delle singole aree funzionali sono: 50% per le attività principali, 15% per i servizi ausiliari e il 10% per i servizi generali. Escludendo i vettori che incidono per meno del 10%, si valuta la copertura di monitoraggio per il solo gas naturale, osservando come le soglie delle tre aree funzionali sono tutte rispettate.

Tuttavia, si consiglia un affinamento del monitoraggio almeno per le utenze elettriche delle Attività Principali e dei Servizi Ausiliari, iniziando una campagna di rilievo dati dei multimetri già presenti e asserviti ai due turbocompressori. In allineamento a quanto già implementato in altre centrali Snam Rete Gas, si suggerisce anche l'installazione di multimetri dedicati presso la centrale termica per valutare i consumi elettrici delle tre caldaie.

Area funzionale	Attività	TIPO DI DATO EE	% dati misurati	TIPO DI DATO GN	% dati misurati	TIPO DI DATO GASOLIO	% dati misurati	TIPO DI DATO BENZINA	% dati misurati
Attività principali	Compressione	MC	0,0%	MC	100%	--	--	--	--
Servizi ausiliari	Preriscaldamento	MC	0,0%	MC	100%	--	--	--	--
	Recupero gas	C		--		--		--	
	Aria compressa servizi e strumenti	C		--		--		--	
Servizi Generali	Climatizzazione uffici e cabinati	C	0,0%	MC	100%	--	100%	--	100%
	Illuminazione	C		--		--		--	
	Sistemi ausiliari	C		--		--		--	
	Sistema di emergenza	S		--		MP		--	
	Irrigazione	C		--		--		--	
	Parco veicolare	--		MP		MP		MP	

Tabella 10-1: Livello di copertura del monitoraggio energetico

	23/00655
RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICA	Rev. 00 Data: 30/06/2023 Pag. 81/82

11 Interventi effettuati in passato o in corso

Non si segnalano particolari interventi con valenza energetica per gli ultimi anni, o per il periodo attualmente in corso, in quanto la centrale è di recente costruzione (anno 2018). Tuttavia, si segnala l'installazione nell'anno successivo alla realizzazione del sito di n. 2 riscaldatori elettrici, uno per ogni unità di compressione, i quali si attivano quando i due impianti termici asserviti all'attività di preriscaldamento non riescono a portare alla temperatura richiesta il fuel gas. Tra le principali cause di questa scelta emergono le condizioni climatiche esterne e la distanza dalla centrale termica ai cabinati, tale da penalizzare il gradiente termico.

12 Individuazione delle opportunità di miglioramento

A seguire viene riportata la tabella con dei possibili interventi di miglioramento per la centrale di Minerbio:

n°	Opportunità di miglioramento	Traguardo	Investimento [€]	Risparmio economico atteso (stima) [€]
1	Installazione impianto fotovoltaico	<p>È attualmente in corso lo studio di fattibilità per l'installazione di impianto fotovoltaico sulla copertura del fabbricato principale del sito.</p> <p>Il numero di moduli e potenza specifica verrà definito in relazione ai fabbisogni energetici dell'impianto nelle diverse configurazioni di esercizio.</p>	--	--
2	Controllo dei consumi per un migliore utilizzo	Ampliamento del sistema di monitoraggio per i consumi dei servizi ausiliari e servizi generali	--	--
3	Ottimizzazione esercizio degli impianti da fonti rinnovabili esistenti	<p>Miglioramento della logica di funzionamento dell'impianto geotermico con prioritizzazione dell'impianto da fonti rinnovabili rispetto alle caldaie.</p> <p>Ottimizzazione funzionamento dell'impianto solare termico.</p>	--	--

Tabella 12-1: Opportunità di miglioramento

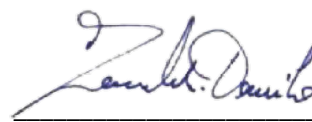
	23/00655
RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICA	Rev. 00 Data: 30/06/2023 Pag. 82/82

13 Validità e aggiornamento

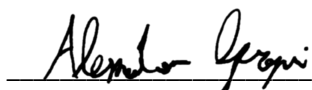
La presente relazione, nell'ambito dell'obbligo di trasmissione della diagnosi energetica, ha validità quadriennale, salvo cambiamenti nella struttura energetica aziendale e/o nelle configurazioni impiantistiche che possano causare una modificazione sostanziale nell'uso e/o nel consumo dei vettori energetici analizzati. Tuttavia, il presente documento di diagnosi è stato redatto in ottemperanza alla richiesta espressa dal Parere Istruttorio Conclusivo relativo al procedimento di riesame di AIA (ID 953/1106), nel quale si richiede la verifica dei parametri energetici all'interno del Sistema di Gestione Ambiente paragrafo 10.1 punto a) con cadenza biennale.

I risultati della diagnosi (contenente anche il programma di adeguamento del piano di monitoraggio) sono trasmessi dal soggetto responsabile della comunicazione dei risultati delle diagnosi individuato nel Legale rappresentante dell'impresa al MATTM, che ne cura la conservazione.

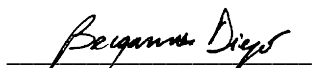
Gazoldo degli Ippoliti, 30/06/2023



Danilo Tacchinardi
(Energy Manager Snam Rete Gas)



Dott. Alessandro Grespi
(MADE H.S.E. s.r.l.)

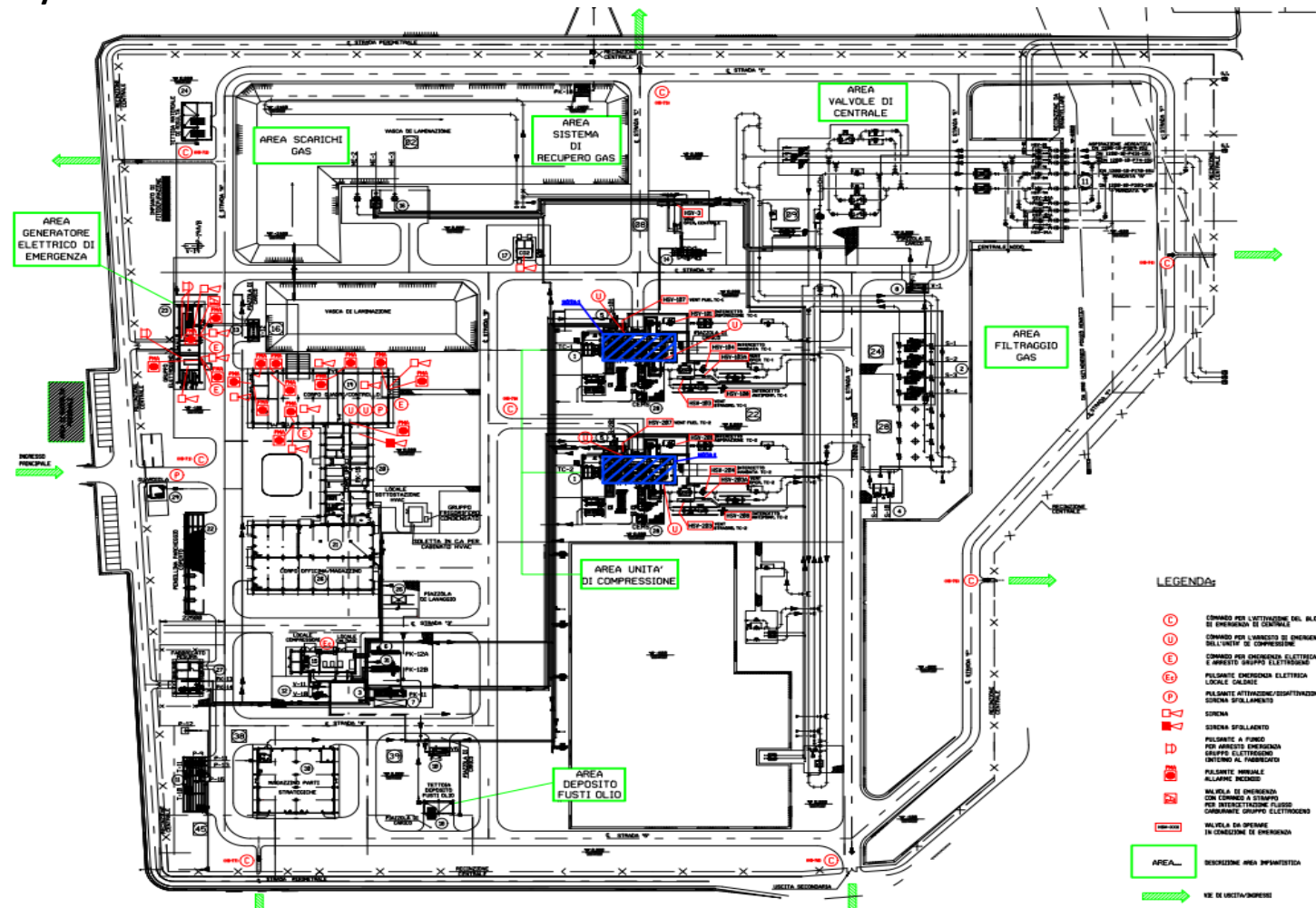


Dott. Diego Bergamini
(MADE H.S.E. s.r.l.)



Sistema di Certificazione e Valutazione
ESPERTO GESTIONE ENERGIA
 (EGE - UNI CEI 11339) – certificato n°0106

Ing. Mattia Pelizzoni
(E.G.E ex UNI CEI 11339:2009)





21/01752

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICA

Rev. 00
Data: 30/06/2023
ALLEGATI

Allegato 2 BAT sull'efficienza energetica

EFFICIENZA ENERGETICA ("Reference Document on Best Available Techniques for Energy Efficiency - February 2009")

Miglioramento dell'efficienza energetica a livello di impianto		
BAT	Posizione ditta	Adeguamento
<p>Gestione dell'efficienza energetica mettere in atto e aderire ad un sistema di gestione dell'efficienza energetica (ENEMS) avente le caratteristiche sottoelencate, in funzione della situazione locale:</p> <ul style="list-style-type: none">a. impegno della dirigenza;b. definizione, da parte della dirigenza, di una politica in materia di efficienza energetica per l'impianto;c. pianificazione e definizioni di obiettivi e traguardi intermedi;d. implementazione ed applicazione delle procedure, con particolare riferimento a:<ul style="list-style-type: none">o struttura e responsabilità del personale; formazione,o sensibilizzazione e competenza;o comunicazione; coinvolgimento del personale;o documentazione; controllo efficiente dei processi;o programmi di manutenzione; preparazione alle emergenze e risposte;o garanzia di conformità alla legislazione e agli accordi in materia di efficienza energetica (ove esistano);e. valutazioni comparative (benchmarking);f. controllo delle prestazioni e adozione di azioni correttive con particolare riferimento a:<ul style="list-style-type: none">o monitoraggio e misure;o azioni preventive e correttive;o mantenimento archivi;o audit interno indipendente (se possibile) per determinare se il sistema ENEMS corrisponde alle disposizioni previste e se è stato messo in atto e soggetto a manutenzione correttamente;g. riesame dell'ENEMS da parte della dirigenza e verifica della sua costante idoneità, adeguatezza ed efficacia;h. nella progettazione di una nuova unità, considerazione dell'impatto ambientale derivante dalla dismissione;i. sviluppo di tecnologie per l'efficienza energetica e aggiornamento sugli sviluppi delle tecniche nel settore	<p>La figura dell'Energy Manager, nominata sia a livello di Gruppo sia a livello di ragione sociale, gestisce i rapporti con i fornitori dell'energia (energia elettrica) e si rapporta annualmente con la FIRE per la dichiarazione dei dati di consumo globale di fonte primaria convertiti in TEP.</p> <p>L'efficienza energetica trova riscontro nella politica aziendale e nella CSR del gruppo SNAM.</p>	<p>Non necessario</p>
ridurre costantemente al minimo l'impatto ambientale	L'azienda è dotata di un sistema di gestione ambientale certificato ISO 14001	Non necessario



21/01752

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICARev. 00
Data: 30/06/2023
ALLEGATI

<p>individuare attraverso un audit gli aspetti di un impianto che incidono sull'efficienza energetica</p> <p>Nello svolgimento degli audit siano individuati i seguenti elementi:</p> <ol style="list-style-type: none">consumo e tipo di energia utilizzata nell'impianto, nei sistemi che lo costituiscono e nei processi,apparecchiature che consumano energia, tipo e quantità di energia utilizzata nell'impianto,possibilità di ridurre al minimo il consumo di energia, ad esempio provvedendo a:<ul style="list-style-type: none">contenere/ridurre i tempi di esercizio dell'impianto, ad esempio spegnendolo se non viene utilizzato,garantire il massimo isolamento possibile,ottimizzare i servizi, i sistemi e i processi associati (di cui alle BAT dalla 17 alla 29)possibilità di utilizzare fonti alternative o di garantire un uso più efficiente dell'energia, in particolare utilizzare l'energia in eccesso proveniente da altri processi e/o sistemi,possibilità di utilizzare in altri processi e/o sistemi l'energia prodotta in eccesso,possibilità di migliorare la qualità del calore (pompe di calore, ricompressione meccanica del vapore).	<p>Applicata.</p> <p>È stato eseguito uno studio sull'uso del gas sulle utenze generali di Stabilimento e sui vari impianti di produzione volta ad individuare per ogni singola area eventuali opportunità di ottimizzazione energetica.</p>	<p>Non necessario</p>
<p>Utilizzare gli strumenti o le metodologie più adatte per individuare e quantificare l'ottimizzazione dell'energia, ad esempio:</p> <ul style="list-style-type: none">modelli e bilanci energetici, database,tecniche quali la metodologia della pinch analysis, l'analisi energetica o dell'entalpia o le analisi termoeconomiche,stime e calcoli.	<p>Nell'ottica dell'ottimizzazione energetica, il top management (Energy manager) utilizza stime e calcoli e bilanci dei dati di Gruppo.</p>	<p>Non necessario</p>
<p>Individuare le opportunità per ottimizzare il recupero dell'energia nell'impianto, tra i vari sistemi dell'impianto e/o con terzi (sistemi a vapore, cogenerazione, ecc.).</p>	<p>Applicata per l'impianto di cogenerazione. Il calore prodotto dall'impianto viene utilizzato sia per il processo di preriscaldamento che per la climatizzazione invernale, con un ulteriore recupero grazie a gruppi frigo ad assorbimento per il raffrescamento estivo.</p>	<p>Non necessario</p>
<p>Approccio sistemico alla gestione dell'energia.</p> <p>Tra i sistemi che è possibile prendere in considerazione ai fini dell'ottimizzazione in generale figurano i seguenti:</p> <ul style="list-style-type: none">unità di processo (si vedano i BREF settoriali),sistemi di riscaldamento quali: vapore, acqua calda,sistemi di raffreddamento e vuoto (si veda il BREF sui sistemi di raffreddamento industriali),sistemi a motore quali: aria compressa, pompe,sistemi di illuminazione,sistemi di essiccazione, separazione e concentrazione.	<p>Applicata per il settore dell'illuminazione.</p> <p>Installazione di motori ad alta efficienza quando applicabile per alim. alternata per i nuovi impianti installati.</p>	<p>Non necessario</p>



21/01752

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICARev. 00
Data: 30/06/2023
ALLEGATI

Istituzione e riesame degli obiettivi e degli indicatori di efficienza energetica: a. individuare indicatori adeguati di efficienza energetica per un dato impianto e, se necessario, per i singoli processi, sistemi e/o unità, e misurarne le variazioni nel tempo o dopo l'applicazione di misure a favore dell'efficienza energetica; b. individuare e registrare i limiti opportuni associati agli indicatori; c. individuare e registrare i fattori che possono far variare l'efficienza energetica dei corrispondenti processi, sistemi e/o unità.	Sono individuati e annualmente riportati nel report di stabilimento i seguenti indicatori: <ul style="list-style-type: none">gas naturale/gas compressoenergia elettrica/gas compresso Sia a livello di stabilimento (piano di monitoraggio), sia in termini di registrazioni in ambito SGA- 14001	Non necessario
Valutazione comparativa (benchmarking) Effettuare sistematicamente delle comparazioni periodiche con i parametri di riferimento (o benchmark) settoriali, nazionali o regionali, ove esistano dati convalidati	Nel rapportarsi annualmente con la FIRE, viene effettuato il Benchmarking interno al Gruppo e all'interno del settore, oltre che ai BREF pubblicati a livello europeo	Non necessario
Progettazione ai fini dell'efficienza energetica (EED) Ottimizzare l'efficienza energetica al momento della progettazione di un nuovo impianto, sistema o unità o prima di procedere ad un ammodernamento importante; a tal fine: a. è necessario avviare la progettazione ai fini dell'efficienza energetica fin dalle prime fasi della progettazione concettuale/di base, anche se non sono stati completamente definiti gli investimenti previsti; inoltre, tale progettazione deve essere integrata anche nelle procedure di appalto; b. occorre sviluppare e/o scegliere le tecnologie per l'efficienza energetica; c. può essere necessario raccogliere altri dati nell'ambito del lavoro di progettazione, oppure separatamente per integrare i dati esistenti o colmare le lacune in termini di conoscenze; d. l'attività di progettazione ai fini dell'efficienza energetica deve essere svolta da un esperto in campo energetico; e. la mappatura iniziale del consumo energetico dovrebbe tener conto anche delle parti all'interno delle organizzazioni che partecipano al progetto che incideranno sul futuro consumo energetico e si dovrà ottimizzare l'attività EED con loro (le parti in questione possono essere, ad esempio, il personale dell'impianto esistente incaricato di specificare i parametri operativi).	Applicato compatibilmente con l'investimento iniziale Applicato Applicato con richieste a vari fornitori Coinvolta la figura dell'energy manager Non applicabile	Non necessario
Maggiore integrazione dei processi Cercare di ottimizzare l'impiego di energia tra vari processi o sistemi all'interno di un impianto o con terzi.	Applicato per i servizi quali climatizzazione invernale ed estiva	Ok
Mantenere iniziative finalizzate all'efficienza energetica	Nel rapportarsi annualmente con la FIRE, viene effettuato il Benchmarking interno al Gruppo e all'interno del settore.	Ok



21/01752

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICARev. 00
Data: 30/06/2023
ALLEGATI

<p>a. la messa in atto di un sistema specifico di gestione dell'energia;</p> <p>b. una contabilità dell'energia basata su valori reali (cioè misurati), che imponga l'onore e l'onere dell'efficienza energetica sull'utente/chi paga la bolletta;</p> <p>c. la creazione di centri di profitto nell'ambito dell'efficienza energetica;</p> <p>d. la valutazione comparativa (benchmarking);</p> <p>e. Un ammodernamento dei sistemi di gestione esistenti;</p> <p>f. l'utilizzo di tecniche per la gestione dei cambiamenti organizzativi.</p>		
<p>Mantenimento delle competenze</p> <p>mantenere le competenze in materia di efficienza energetica e di sistemi che utilizzano l'energia con tecniche quali:</p> <p>a. personale qualificato e/o formazione del personale</p> <p>b. esercizi periodici in cui il personale viene messo a disposizione per svolgere controlli programmati o specifici (negli impianti in cui abitualmente opera o in altri);</p> <p>c. messa a disposizione delle risorse interne disponibili tra vari siti;</p> <p>d. ricorso a consulenti competenti per controlli mirati;</p> <p>e. esternalizzazione di sistemi e/o funzioni specializzati.</p>	<p>La figura dell'Energy manager quale tecnico responsabile per la conservazione e l'uso razionale dell'energia è dotata dei requisiti professionali previsti in materia.</p> <p>Le risorse interne ai siti risultano condivise, in quanto è in atto la centralizzazione della raccolta dati di consumo presso la sede legale del Gruppo.</p>	Ok
<p>Controllo efficace dei processi</p> <p>garantire la realizzazione di controlli efficaci dei processi provvedendo a:</p> <p>a. mettere in atto sistemi che garantiscono che le procedure siano conosciute, capite e rispettate;</p> <p>b. garantire che vengano individuati i principali parametri di prestazione, che vengano ottimizzati ai fini dell'efficienza energetica e che vengano monitorati;</p> <p>c. documentare o registrare tali parametri.</p>	<p>L'attuazione del sistema di gestione ambientale certificato ISO 14001 garantisce il controllo dei processi.</p> <p>I processi sono monitorati tramite strumentazione elettronica presente in locale e in remoto presso la sede operativa; nell'ambito dell'SGA vengono monitorati anche parametri di efficienza energetica.</p>	Ok
<p>Manutenzione</p> <p>effettuare la manutenzione degli impianti al fine di ottimizzarne l'efficienza energetica applicando le tecniche descritte di seguito:</p> <p>a. conferire chiaramente i compiti di pianificazione ed esecuzione della manutenzione;</p> <p>b. definire un programma strutturato di manutenzione basato sulle descrizioni tecniche delle apparecchiature, norme ecc. e sugli eventuali guasti delle apparecchiature e le relative conseguenze. Può essere opportuno programmare alcune operazioni di manutenzione nei periodi di chiusura dell'impianto;</p> <p>c. integrare il programma di manutenzione con opportuni sistemi di registrazione e prove diagnostiche;</p>	<p>applicato</p> <p>applicato</p> <p>applicato</p> <p>applicato</p>	



21/01752

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICARev. 00
Data: 30/06/2023
ALLEGATI

d. individuare, nel corso della manutenzione ordinaria o in occasione di guasti e/o anomalie, eventuali perdite di efficienza energetica o punti in cui sia possibile ottenere dei miglioramenti; e. individuare perdite, guasti, usure e altro che possano avere ripercussioni o limitare l'uso dell'energia e provvedere a porvi rimedio al più presto	applicato	
Monitoraggio e misura Istituire e mantenere procedure documentate volte a monitorare e misurare periodicamente i principali elementi che caratterizzano le operazioni e le attività che possono presentare notevoli ripercussioni sull'efficienza energetica	L'attuazione del sistema di gestione ambientale certificato ISO 14001 garantisce il controllo delle attività di sorveglianza e misurazione.	Ok
BAT per l'efficienza energetica in sistemi, processi, attività o attrezzature che consumano energia		
<i>Combustione mediante combustibili gassosi</i>		
BAT	Posizione ditta	Adeguamento
Presenza di impianti di cogenerazione	n.a.	Non applicabile
Riduzione del flusso di gas emessi dalla combustione riducendo gli eccessi d'aria	Controllo del rapporto di combustione con controllo automatico dove previsto o secondo procedure operative.	Ok
Abbassamento della temperatura dei gas di scarico attraverso: 1. Dimensionamento per il massimo delle prestazioni con un fattore di sicurezza per sovraccarico. 2. Aumento dello scambio di calore di processo aumentando sia il coefficiente di scambio (ad es. installando dispositivi che aumentino la turbolenza del fluido di scambio termico) oppure aumentando o migliorando la superficie di scambio termico. 3. Recupero del calore dai gas esausti attraverso un ulteriore processo (per es. produzione di vapore con utilizzo di economizzatori). 4. Installazione di scambiatori di calore per il preriscaldamento di aria o di acqua o di combustibile, che utilizzino il calore dei fumi esausti. 5. Pulizia delle superfici di scambio termico dai residui di combustione (ceneri, particolato carbonioso) al fine di mantenere un'alta efficienza di scambio termico	Punto 1: n.a. Punto 2: n.a. Punto 3: n.a. Punto 4: n.a. Punto 5: n.a.	Ok
Preriscaldamento del gas di combustione con i gas di scarico, riducendone la temperatura di uscita	n.a.	Non applicabile
Presenza di bruciatori rigenerativi e recuperativi	n.a.	Non applicabile
Sistemi automatizzati di regolazione dei bruciatori al fine di controllare la combustione attraverso il monitoraggio e controllo del flusso d'aria e di combustibile, del tenore di ossigeno nei gas di scarico e la richiesta di calore	Ok	Ok
Scelta del combustibile che deve essere motivata in relazione alle sue caratteristiche: potere calorifico, eccesso di aria richiesto, eventuali combustibili da fonti rinnovabili. Si fa	n.a.	Non applicabile



21/01752

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICARev. 00
Data: 30/06/2023
ALLEGATI

notare che l'uso di combustibili non fossili è maggiormente sostenibile, anche se l'energia in uso è inferiore.		
Uso di ossigeno come comburente in alternativa all'aria	n.a.	Non applicabile
Riduzione delle perdite di calore mediante isolamento: in fase di installazione degli impianti prevedere adeguati isolamenti delle camere di combustione e delle tubazioni degli impianti termici, predisponendo un loro controllo, manutenzione ed eventuali sostituzioni quando degradati.	Gli impianti di processo sono dotati di coibentazione in tutti i punti in cui vi è presenza di calore.	Ok
Riduzione delle perdite di calore dalle porte di accesso alla camera di combustione: perdite di calore si possono verificare per irraggiamento durante l'apertura di portelli d'ispezione, di carico/scarico o mantenuti aperti per esigenze produttive dei forni. In particolare, per impianti che funzionano a più di 500°C	Non applicabile perché l'apertura avviene solo durante il fermo manutentivo	Ok
Sistemi a vapore		
Ottimizzazione del risparmio energetico nella progettazione e nell'installazione delle linee di distribuzione del vapore.	n.a.	n.a.
Utilizzo di turbine in contropressione invece di valvole di riduzione di pressione del vapore al fine di limitare le perdite di energia, se la potenzialità dell'impianto e i costi giustificano l'uso di una turbina.	n.a.	n.a.
Miglioramento delle procedure operative e di controllo della caldaia	n.a.	n.a.
Utilizzo dei controlli sequenziali delle caldaie nei siti in cui sono presenti più caldaie. In tali casi deve essere analizzata la domanda di vapore e le caldaie in uso, per ottimizzare l'uso dell'energia riducendo i cicli brevi delle stesse caldaie	n.a.	n.a.
Installazione di una serranda di isolamento sui fumi esausti della caldaia. Da applicare quando due o più caldaie sono collegate ad un unico camino. Ciò evita, a caldaia ferma, movimento di aria in convezione naturale dentro e fuori alla caldaia, limitando quindi le perdite energetiche.	n.a.	n.a.
Preriscaldamento dell'acqua di alimentazione	n.a.	n.a.
Prevenzione e rimozione dei depositi sulle superfici di scambio termico	n.a.	n.a.
Minimizzazione degli svuotamenti della caldaia attraverso miglioramenti nel trattamento dell'acqua di alimentazione. Installazione di un sistema automatico di dissoluzione dei solidi formati.	n.a.	n.a.
Ripristino del refrattario della caldaia	n.a.	n.a.
Ottimizzazione dei dispositivi di deaerazione che rimuovono i gas dall'acqua di alimentazione.	n.a.	n.a.
Minimizzazione delle perdite dovute a cicli di funzionamento brevi delle caldaie	n.a.	n.a.
Programma di manutenzione delle caldaie.	n.a.	n.a.



21/01752

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICARev. 00
Data: 30/06/2023
ALLEGATI

Chiusura delle linee inutilizzate di trasporto del vapore, eliminazione delle perdite nelle tubazioni	n.a.	n.a.
Isolamento termico delle tubazioni del vapore e della condensa di ritorno, comprese valvole, apparecchi, ecc....	n.a.	n.a.
Implementazione di un programma di controllo e riparazione delle trappole per vapore.	n.a.	n.a.
Collettamento delle condense per il riutilizzo	n.a.	n.a.
Riutilizzo del vapore che si forma quando il condensato ad alta pressione subisce un'espansione. (flash steam)	n.a.	n.a.
Recupero dell'energia a seguito di scarico rapido della caldaia (blowdown).	n.a.	n.a.
Recupero di calore		
Mantenere l'efficienza degli scambiatori di calore tramite: a) monitoraggio periodico dell'efficienza b) prevenzione o eliminazione delle incrostazioni	Applicato secondo piano manutentivo	Ok
Cogenerazione		
Cercare soluzioni per la cogenerazione (richiesta di calore e potenza elettrica), all'interno dell'impianto e/o all'esterno (con terzi)	n.a.	Non applicabile
Alimentazione elettrica		
Aumentare il fattore di potenza, utilizzando le seguenti tecniche, se e dove applicabili: <ul style="list-style-type: none">- Installazione di condensatori nei circuiti a corrente alternata al fine di diminuire la potenza reattiva.- Minimizzazione delle condizioni di minimo carico dei motori elettrici.- Evitare il funzionamento dell'apparecchiatura oltre la sua tensione nominale- Quando si sostituiscono motori elettrici, utilizzare motori ad efficienza energetica- Applicazione di filtri per l'eliminazione delle armoniche prodotte da alcuni carichi non lineari.- Ottimizzare l'efficienza della fornitura di potenza elettrica, utilizzando le seguenti tecniche, se e dove applicabili:<ul style="list-style-type: none">- Assicurarsi che i cavi siano dimensionati per la potenza elettrica richiesta- Mantenere i trasformatori di linea ad un carico operativo oltre il 40-50%. Per gli impianti esistenti applicarlo se il fattore di carico è inferiore al 40%. In caso di sostituzione prevedere trasformatori a basse perdite e predisporre un carico del 40-75%.- Installare trasformatori ad alta efficienza e basse perdite- Collocare i dispositivi con richieste di corrente elevata vicino alle sorgenti di potenza (per es. trasformatori).	Applicato e in costante miglioria Applicato Applicato In fase di studio in funzione del rientro economico l'acquisto di nuovi motori in classe F, compatibilmente con l'utenza asservita Applicato Applicato Applicato, dove possibile in base alle caratteristiche produttive delle linee Applicato per sostituzioni. Applicato per le nuove installazioni e in caso di sostituzioni Applicato dove possibile	Ok



21/01752

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICARev. 00
Data: 30/06/2023
ALLEGATI

Motori elettrici		
<p>Ottimizzare i motori elettrici nel seguente ordine:</p> <ul style="list-style-type: none">- Ottimizzare tutto il sistema di cui il motore o i motori fanno parte (ad esempio, il sistema di raffreddamento).- Ottimizzare il o i motori del sistema secondo i nuovi requisiti di carico utilizzando una o più delle seguenti tecniche, se e dove applicabili:<ul style="list-style-type: none">a. Utilizzo di motori ad efficienza energetica (EEM)b. Dimensionamento adeguato dei motoric. Installazione di inverter (variabile speed drivers VSD).d. Installare trasmissioni e riduttori ad alta efficienza.e. Prediligere la connessione diretta senza trasmissioni.f. Prediligere cinghie sincrone al posto di cinghie a V.g. Prediligere ingranaggi elicoidali al posto di ingranaggi a vite senza fine.h. Riparare i motori secondo procedure che ne garantiscano la medesima efficienza energetica oppure prevedere la sostituzione con motori ad efficienza energetica.i. Evitare le sostituzioni degli avvolgimenti o utilizzare aziende di manutenzione certificate.j. Verificare il mantenimento dei parametri di potenza dell'impianto.k. Prevedere manutenzione periodica, ingrassaggio e calibrazione dei dispositivi.- Una volta ottimizzati i sistemi che consumano energia, ottimizzare i motori (non ancora ottimizzati) secondo i criteri seguenti:<ul style="list-style-type: none">- dare priorità alla sostituzione dei motori non ottimizzati che sono in esercizio per oltre 2000 ore l'anno con motori a efficienza energetica (EEMs)- dotare di variatori di velocità (VSDs) i motori elettrici che funzionano con un carico variabile e che per oltre il 20% del tempo di esercizio operano a meno del 50% della loro capacità e sono in esercizio per più di 2000 ore l'anno.	<p>Applicato dove possibile</p> <p>Applicato per le nuove installazioni e in caso di sostituzioni</p> <p>Applicato</p> <p>Applicato dove possibile</p> <p>Applicato dove possibile</p> <p>Applicato dove possibile</p> <p>Applicato dove possibile</p> <p>Applicato dove possibile</p> <p>Applicato per le nuove installazioni e in caso di sostituzioni</p> <p>Applicato</p> <p>Applicato</p> <p>Applicato</p> <p>Applicato in caso di sostituzioni</p> <p>Applicato dove possibile</p>	<p>Ok</p>
<p>Sistemi ad aria compressa</p> <p>Ottimizzare i sistemi ad aria compressa (CAS) utilizzando le seguenti tecniche, se e dove applicabili:</p> <ul style="list-style-type: none">a. Progettazione del sistema a pressioni multiple (es. due reti a valori diversi di pressione) qualora i dispositivi di utilizzo richiedano aria compressa a pressione diversa, volume di stoccaggio dell'aria compressa, dimensionamento delle tubazioni di distribuzione dell'aria compressa e il posizionamento del compressore.	<p>Non applicabile</p>	



21/01752

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICARev. 00
Data: 30/06/2023
ALLEGATI

<p>b. Ammodernamento dei compressori per aumentare il risparmio energetico.</p> <p>c. Migliorare il raffreddamento, la deumidificazione e il filtraggio.</p> <p>d. Ridurre le perdite di pressione per attrito (per esempio aumentando il diametro dei condotti).</p> <p>e. Miglioramento dei sistemi (motori ad elevata efficienza, controlli di velocità sui motori).</p> <p>f. Utilizzare sistemi di controllo, in particolare nelle installazioni con multi-compressori per aria compressa.</p> <p>g. Recuperare il calore sviluppato dai compressori, per altre funzioni ad esempio per riscaldamento di aria o acqua tramite scambiatori di calore.</p> <p>h. Utilizzare aria fredda esterna come presa d'aria in aspirazione anziché l'aria a temperatura maggiore di un ambiente chiuso in cui è installato il compressore.</p> <p>i. Il serbatoio di stoccaggio dell'aria compressa deve essere installato vicino agli utilizzi di aria compressa altamente fluttuanti.</p> <p>j. Riduzione delle perdite di aria compressa attraverso una buona manutenzione dei sistemi e effettuazione di test che stimino le quantità di perdite di aria compressa.</p> <p>k. Sostituzione e manutenzione dei filtri con maggiore frequenza al fine di limitare le perdite di carico.</p>	<p>Applicata</p> <p>Applicata con essiccatori a valle</p> <p>Applicato dove possibile; verifica delle perdite su tutta la rete con periodicità programmata</p> <p>Applicata dove possibile</p> <p>Applicata</p> <p>Non applicabile.</p> <p>Applicato</p> <p>Applicato</p> <p>Applicato</p> <p>Applicato con programmi di manutenzione in base a cadenza ore di esercizio e con cadenze periodica</p>	
<p>Sistemi di pompaggio</p> <p>Ottimizzare i sistemi di pompaggio utilizzando le seguenti tecniche, se e dove applicabili:</p> <ul style="list-style-type: none">➤ Nella progettazione evitare la scelta di pompe sovradimensionate. Per quelle esistenti valutare i costi/benefici di una eventuale sostituzione.➤ Nella progettazione selezionare correttamente l'accoppiamento della pompa con il motore necessario al suo funzionamento.➤ Nella progettazione tener conto delle perdite di carico del circuito al fine della scelta della pompa.➤ Prevedere adeguati sistemi di controllo e regolazione di portata e prevalenza dei sistemi di pompaggio:<ul style="list-style-type: none">• Disconnettere eventuali pompe inutilizzate.• Valutare l'utilizzo di inverter (non applicabile per flussi costanti).• Utilizzo di pompe multiple controllate in alternativa da inverter, by-pass, o valvole.➤ Effettuare una regolare manutenzione. Qualora una manutenzione non programmata diventi eccessiva, valutare i	<p>Applicato</p> <p>Applicato</p> <p>Applicato</p> <p>Applicato dove possibile</p> <p>Applicato</p> <p>Applicato</p> <p>Applicato</p>	Ok



21/01752

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICARev. 00
Data: 30/06/2023
ALLEGATI

<p>seguenti aspetti: cavitazione, guarnizioni, pompa non adatta a quell'utilizzo.</p> <ul style="list-style-type: none">➤ Nel sistema di distribuzione minimizzare il numero di valvole e discontinuità nelle tubazioni, compatibilmente con le esigenze di operatività e manutenzione.➤ Nel sistema di distribuzione evitare il più possibile l'utilizzo di curve (specialmente se strette) e assicurarsi che il diametro delle tubazioni non sia troppo piccolo	<p>Applicato dove possibile</p> <p>Applicato</p>	
<p><i>Sistemi HVAC (Heating Ventilation and Air conditioning - ventilazione, riscaldamento e aria condizionata)</i></p> <p>HVAC sono sistemi composti da differenti componenti, per alcuni dei quali le BAT sono state indicate nei punti precedenti: per il riscaldamento, per il pompaggio fluidi, per scambiatori e pompe di calore, per ventilazione e riscaldamento/raffreddamento degli ambienti.</p>		
<p>Ottimizzare i sistemi HVAC ricorrendo alle tecniche descritte di seguito:</p> <ul style="list-style-type: none">- Progettazione integrata dei sistemi di ventilazione con identificazione delle aree da assoggettare a ventilazione generale, specifica o di processo.- Nella progettazione ottimizzare numero, forma e dimensione delle bocchette d'aerazione.- Utilizzare ventilatori ad alta efficienza e progettati per lavorare nelle condizioni operative ottimali.- Buona gestione del flusso d'aria, prevedendo un doppio flusso di ventilazione in base alle esigenze.- Progettare i sistemi di aerazione con condotti circolari di dimensioni sufficienti, evitando lunghe tratte ed ostacoli quali curve e restringimenti di sezione.- Nella progettazione considerare l'installazione di inverter per i motori elettrici.- Utilizzare sistemi di controllo automatici. Integrazione con un sistema centralizzato di gestione.- Nella progettazione valutare l'integrazione del filtraggio dell'aria all'interno dei condotti e del recupero di calore dall'aria esausta.- Nella progettazione ridurre il fabbisogno di riscaldamento/raffreddamento attraverso: l'isolamento degli edifici e delle vetrature, la riduzione delle infiltrazioni d'aria, l'installazione di porte automatizzate e impianti di regolazione della temperatura, ridurre il set-point della temperatura nel riscaldamento e alzare il set-point nel raffreddamento.- Migliorare l'efficienza dei sistemi di riscaldamento attraverso: il recupero del calore smaltito, l'utilizzo di pompe di calore, installazione di impianti di riscaldamento specifici per alcune aree e abbassando contestualmente la temperatura di esercizio dell'impianto	<p>Applicata</p> <p>Applicata</p> <p>Non applicabile</p> <p>Non applicabile</p> <p>Applicata</p> <p>Non applicabile</p> <p>Applicato</p> <p>Applicato dove possibile</p> <p>Applicato</p> <p>Applicato, limitatamente alla pompa di calore geotermica adibita alla climatizzazione estiva ed invernale della palazzina uffici</p>	<p>Ok</p>



21/01752

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICARev. 00
Data: 30/06/2023
ALLEGATI

<p>generale in modo da evitare il riscaldamento di aree non occupate.</p> <ul style="list-style-type: none">- Migliorare l'efficienza dei sistemi di raffreddamento implementando il "free cooling" (aria di raffreddamento esterna).- Interrompere il funzionamento della ventilazione, quando possibile.- Garantire l'ermeticità del sistema e controllare gli accoppiamenti e le giunture. <p>Verificare i flussi d'aria e il bilanciamento del sistema, l'efficienza di riciclo aria, le perdite di pressione, la pulizia e sostituzione dei filtri.</p>	<p>Non applicabile</p> <p>Non applicabile</p> <p>Applicato dove possibile</p> <p>Il condizionamento dell'aria si ha solo negli uffici, nell'officina (solo riscaldamento) e nei cabinati dei turbocompressori (solo riscaldamento). Esiste un censimento di tali impianti, gestiti direttamente da azienda esterna che effettua i regolari controlli registrandoli su appositi libretti, secondo quanto previsto dalla normativa (sostituzione filtri ove necessario, controllo fughe, ecc.)</p>	
<i>Processi di essiccazione, separazione e concentrazione</i>		
<p>Ottimizzare i sistemi di essiccazione, separazione e concentrazione utilizzando le seguenti tecniche, se e dove applicabili:</p> <ol style="list-style-type: none">1. Selezionare la tecnologia ottimale o una combinazione di tecnologie di separazione.2. Usare calore in eccesso da altri processi, qualora disponibile.3. Utilizzo di processi meccanici quali per esempio: filtrazione, filtrazione a membrana al fine di raggiungere un alto livello di essiccazione al più basso consumo energetico.4. Utilizzo di processi termici, per esempio: essiccamento con riscaldamento diretto, essiccamento con riscaldamento indiretto, concentrazione con evaporatori a multiplo effetto.5. Essiccamento diretto (per convezione).6. Essiccamento diretto con vapore surriscaldato.7. Recupero del calore (incluso compressione meccanica del vapore (MVR) e pompe di calore).8. Ottimizzazione dell'isolamento termico del sistema di essiccazione, comprese eventuali tubazioni del vapore e della condensa di ritorno.9. Utilizzo di processi ad energia radiante (irraggiamento): o infrarosso (IR) o alta frequenza (HF) o microwave (MW).10. Automazione dei processi di essiccamento.	<p>Applicato</p> <p>Applicato</p> <p>Applicato</p> <p>Non applicabile Applicato presso depuratore per essiccazione fanghi</p> <p>Non applicabile Non applicabile</p> <p>Non applicabile</p> <p>Applicato dove possibile</p> <p>Applicabile</p> <p>Applicabile</p>	

	21/01752
RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICA	Rev. 00 Data: 30/06/2023 ALLEGATI

Allegato 3 BAT di settore Large Combustion Plant Decisione 2021/2326 del 30/11/2021

BAT	Applicata	Posizione ditta
Sez. 1 Conclusioni generali sulle BAT		
1.1 Sistemi di gestione ambientale		
1.	Ok	Azienda certificata ISO 14001. SGA include diversi punti indicati nella BAT e prevede un piano per la riduzione complessiva dei rifiuti e per evitare impatti acustici. Adottato un protocollo di monitoraggio del rumore annuale che nel caso di superamenti dei limiti normativi, permette di attivare specifiche misure di contenimento
1.2 Monitoraggio		
2.	Ok	Il consumo totale netto di fuel gas delle due TC viene monitorato in continuo all'ingresso della camera di combustione.
3.	Ok	Per gli effluenti gassosi è previsto il monitoraggio in continuo dei parametri indicati nella BAT. Per gli effluenti gassosi è previsto il monitoraggio di: portata, tenore di ossigeno, T, P, tenore di vapore acqueo. Monitoraggio in continuo per NO _x e CO per nuove turbine a gas
4.	Ok	
5.	Non applicabile	Non viene utilizzata acqua per il trattamento degli effluenti gassosi.
1.3 Prestazioni ambientali generali e di combustione		
6.	Ok	Ogni macchinario è dotato di un sistema di gestione e ottimizzazione della combustione.
7.	Ok	Sistema a catalizzatori
8.	Ok	Sistema di controllo avanzato: uso di un sistema automatico informatizzato per controllare l'efficienza di combustione e supportare la prevenzione e/o la riduzione delle emissioni. Ciò presuppone anche il ricorso ad un monitoraggio di elevata prestazione.
9.	Ok	La caratterizzazione iniziale e le prove periodiche del combustibile utilizzato sono effettuate con cadenza prestabilita.
10.	Ok	È prevista manutenzione periodica preventiva su tutti i macchinari. Il SGA prevede la valutazione periodica di tali emissioni con eventuale attuazione di misure correttive.
11.	Ok	Il sistema di monitoraggio delle emissioni in continuo consente di misurare le emissioni generate anche in condizioni di esercizio diverse da quelle normali.
1.4 Efficienza energetica		
12.	Ok	È BAT per le turbine alimentate a gas, un'efficienza termica netta di circa il 30%.
1.5 Consumo d'acqua ed emissioni nell'acqua		
13.	n.a.	Non viene utilizzata acqua per il processo di compressione del gas naturale



21/01752

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICARev. 00
Data: 30/06/2023
ALLEGATI

14.	n.a.	Non viene utilizzata acqua per il processo di compressione del gas naturale
15.	Non applicabile	Non viene utilizzata acqua per il trattamento degli effluenti gassosi.
1.6 Gestione dei rifiuti		
16.	Ok	I rifiuti generati sono gestiti in deposito temporaneo. Le successive operazioni di smaltimento o recupero sono curate a livello di sito produttivo. Il SGA prevede un impegno dello stabilimento e della centrale finalizzato alla riduzione dei rifiuti ed all'incremento della quota inviata a recupero.
1.7 Emissioni sonore		
17.	Ok	Sono previsti sistemi di abbattimento per il rumore e insonorizzazione degli edifici che accolgono impianti più rumorosi (compressori, gruppo elettrogeno, cabinati dei turbocompressori).
Sez. 4 Conclusioni sulle BAT per la combustione di combustibili gassosi		
Sez. 4.1 Conclusioni sulle BAT per la combustione di gas naturale		
4.1.1 Efficienza energetica		
40.	Ok	Il rendimento elettrico previsto per i motori a gas (a pieno carico) è prossimo al 51%. Tale valore è maggiore del range indicato dalla BAT per nuove unità.
4.1.2 Emissioni in atmosfera di NOx, CO, NMVOC e CH4		
41.	Ok	Applicato alle caldaie di preriscaldamento.
42.	Ok	Applicata laddove possibile a TC1 e TC2
43.	Parzialmente applicata	Alcuni dei sistemi indicati sono implementati: sistema di controllo avanzato e riduzione catalitica selettiva (SCR).
44.	Ok	Applicata alle TC1 e TC2
45.	n.a.	n.a.