



21/01751

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICA

Rev. 00
Data: 15/11/2022
Pag. 1/74

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICA

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

SNAM RETE GAS

Centrale di Poggio Renatico (FE)





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 15/11/2022.....	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	26
3.5	Produzione di energia.....	27
3.6	Fabbisogni energetici e dati di attività	28
3.6.1	Energia primaria	28
3.6.2	Energia finale.....	29
4	Metodo di raccolta dati e fonti	34
4.1	Consumo di energia e sistemi di misura dei dati effettivi	35
4.1.1	Profili di carico del gas naturale	35
4.1.2	Profili di carico di energia elettrica.....	40
4.2	Modalità di determinazione dei dati operativi	41
4.3	Variabili energetiche e fattori di aggiustamento.....	44
4.4	Unità di misura e valori di riferimento adottati	44
5	Vettori energetici e consumi.....	45
5.1	Consumi globali di energia finale (kWh).....	45
5.2	Costi dell'energia	45
6	Consumi energetici finali e usi energetici	46
6.1	Approfondimento sugli usi energetici	52
7	Modello energetico e analisi di dettaglio.....	54
7.1	Analisi dati operativi.....	55
7.1.1	Energia elettrica.....	56



21/01751

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICARev. 00
Data: 15/11/2022
Pag. 3/74

7.1.2	Gas naturale	61
7.2	Validazione attendibilità modello	68
7.2.1	Energia Elettrica	68
7.2.2	Gas Naturale	68
7.2.3	Gasolio	69
7.2.4	Benzina	69
8	Indicatori energetici e Baseline	70
9	Gap-analysis (BAT).....	72
10	Adeguamento del piano di monitoraggio	72
11	Interventi effettuati in passato.....	73
12	Individuazione delle opportunità di miglioramento	73
13	Validità e aggiornamento.....	74
	Allegato 1 Lay-out dell'insediamento.....	75
	Allegato 2 BAT sull'efficienza energetica	76
	Allegato 3 BAT di settore Large Combustion Plant Decisione 2017/1442 del 31/07/2017	87

**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 di funzionamento semplificato	19
Figura 3-2: Schema di flusso	25
Figura 3-3: Dettaglio mensile gas compresso	27
Figura 3-4: Fabbisogno di energia primaria totale	28
Figura 3-5: Fabbisogno di energia finale totale	29
Figura 3-6: Consumo di energia elettrica - dati effettivi 2021	30
Figura 3-7: Fabbisogno di gas naturale – Turbocompressori	31
Figura 3-8: Fabbisogno di gas naturale – Turbocompressori	31
Figura 3-9: Gas naturale – consumo di energia termica – dati effettivi 2021	32
Figura 4-1: Gas naturale - Curva di carico regime esercizio vs prova	36
Figura 4-2: Gas naturale - Curva di carico annua TC	37
Figura 4-3: Gas naturale - Curva di carico mensile TC	37
Figura 4-4: Curva di carico del GN – gennaio 2021	38
Figura 4-5: Curva di carico del GN – novembre 2021	39
Figura 4-6: Curva di carico del GN – agosto 2021	39
Figura 4-7: Profilo di carico elettrico per singolo TC	40
Figura 4-8: Linee di misure fiscali con contatori ultrasonici (alimentazione turbocompressori)	42
Figura 4-9: Linee di misure fiscali con misuratore a pistoni rotanti (alimentazione caldaie)	42
Figura 6-1: Ripartizione dei consumi finali per vettore	46
Figura 6-2 Ripartizione dei consumi finali per uso energetico	48
Figura 6-3: Ripartizione dei consumi per uso energetico – gas naturale	50
Figura 6-4: Ripartizione dei consumi per uso energetico – energia elettrica	50
Figura 6-5: Ripartizione dei consumi per uso energetico – gasolio	51
Figura 6-6: Compressione – ripartizione consumi per vettore energetico	52
Figura 6-7: Preriscaldamento – ripartizione consumi per vettore energetico	52
Figura 6-8: Climatizzazione - ripartizione consumi per vettore	53
Figura 6-9: Sistema di emergenza - ripartizione consumi per vettore	53
Figura 6-10: Parco veicolare – ripartizione dei consumi per vettore	53
Figura 7-1: Ripartizione dei consumi finali per area funzionale	54
Figura 7-2: Ripartizione dei consumi per area funzionale e vettore energetico	55
Figura 7-3: Ripartizione dei consumi per uso e vettore energetico	56
Figura 7-4: Ripartizione di energia elettrica per uso energetico	57
Figura 7-5: Correlazione consumi elettrici dei TC e gas compresso	59
Figura 7-6: Ripartizione dei consumi termici per uso energetico	61
Figura 7-7: Compressione - correlazione lineare tra consumo e gas compresso	63
Figura 7-8: Compressione - correlazione lineare tra consumo di GN e ore di funzionamento	63
Figura 7-9: Preriscaldamento: correlazione lineare tra consumo e combustibile TC 1-2-3-4	64

[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.....	18
Tabella 3-4: Specifiche tecniche turbocompressori.....	19
Tabella 3-5: Censimento impianti Servizi Ausiliari e Servizi Generali.....	23
Tabella 3-6: Specifiche tecniche caldaie esistenti.....	24
Tabella 3-7: Capacità di compressione massima.....	26
Tabella 3-8: Materia prima in ingresso.....	26
Tabella 3-9: Gas compresso annuo.....	26
Tabella 3-10: Gas compresso - dettaglio mensile.....	26
Tabella 3-11: Fabbisogno di energia primaria totale.....	28
Tabella 3-12: Fabbisogno di energia primaria totale.....	29
Tabella 3-13: Fabbisogno di energia elettrica.....	30
Tabella 3-14: Fabbisogno di gas naturale e consumi termici.....	32
Tabella 3-15: Fabbisogno di gasolio e consumi termici.....	33
Tabella 3-16: Fabbisogno di benzina e consumi termici.....	33
Tabella 4-1: Sistema di misura e di approvvigionamento dell'energia – dati effettivi.....	35
Tabella 4-2: Fonte dei dati operativi di energia.....	41
Tabella 4-3 Contatori termici.....	43
Tabella 4-4: Contatori elettrici.....	43
Tabella 4-5: Fattori di conversione 2021.....	44
Tabella 4-6: Proprietà fisiche dei combustibili in condizioni di riferimento.....	44
Tabella 6-1: Modello energetico 2021.....	49
Tabella 7-1: Utenze elettriche.....	56
Tabella 7-2: Cabinati – consumi elettrici.....	58
Tabella 7-3: Caldaie – consumi elettrici.....	59
Tabella 7-4: Consumi elettrici calcolati.....	60
Tabella 7-5: Utenze termiche.....	61
Tabella 7-6: Consumi termici - compressione.....	62
Tabella 7-7: Compressione: ore di funzionamento dei TC.....	64
Tabella 7-8: Consumi termici - preriscaldamento.....	65
Tabella 7-9: Dati tecnici caldaie.....	66
Tabella 7-10: Consumi termici – riscaldamento.....	67
Tabella 7-11: Scostamento modello energetico - energia elettrica.....	68
Tabella 7-12: Scostamento modello energetico - gas naturale.....	68
Tabella 7-13: Scostamento modello energetico - gasolio.....	69
Tabella 7-14: Scostamento modello energetico - benzina.....	69
Tabella 8-1: Energia primaria – indicatori generali.....	70
Tabella 8-2: Energia finale – indicatori generali.....	70
Tabella 8-3: EnPIS: indicatori specifici.....	70
Tabella 10-1: Livello di copertura del monitoraggio energetico.....	72
Tabella 12-1: Opportunità di miglioramento.....	73



21/01751

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICARev. 00
Data: 15/11/2022
Pag. 6/74

1 Premessa

Il presente documento, realizzato dall'Ing. Mattia Pelizzoni, qualificato EGE ai sensi della UNI 11339:2009, dal Dott. Ing. Diego Bergamini e dalla Dott. Ing. Alessandro Grespi 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 Poggio Renatico 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 seconda emissione del Rapporto di Diagnosi Energetica relativo alla centrale di Poggio Renatico (FE), dopo quello presentato nel 2021 per la centrale di Istrana (TV), mentre 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.

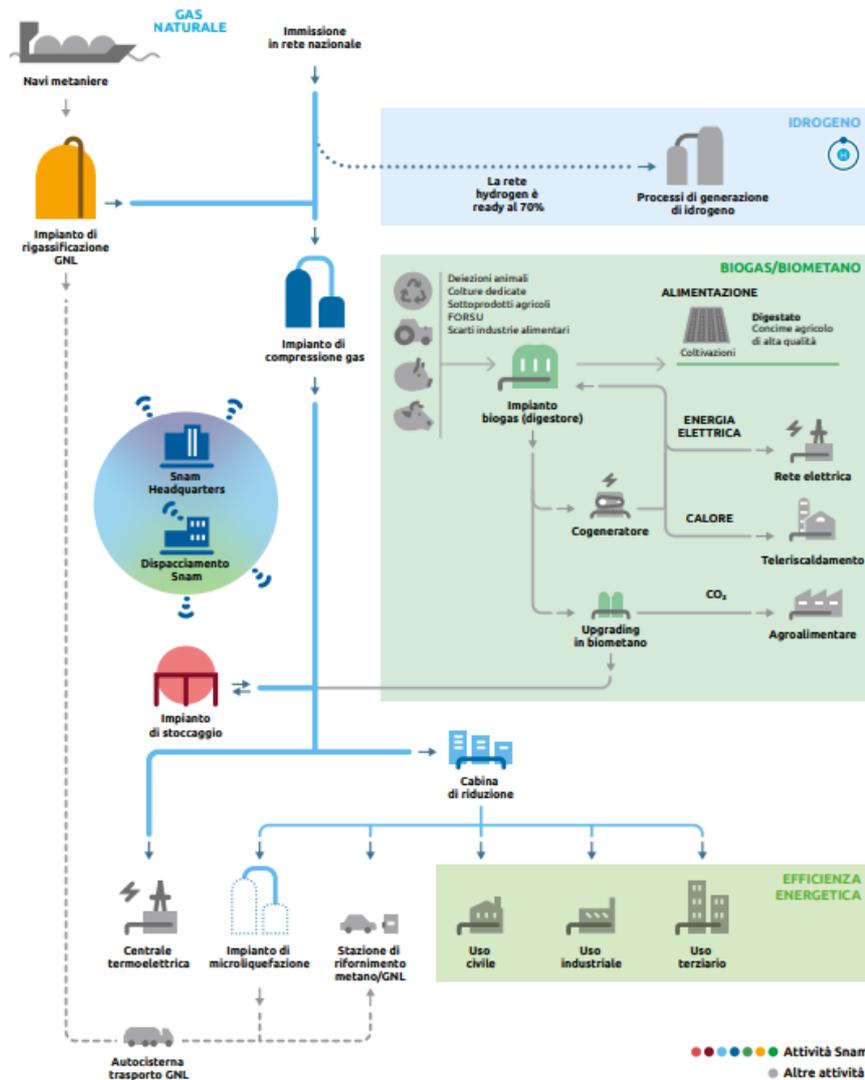


Figura 1-1: Attività di SRG sul territorio nazionale

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 turbocompressori 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



21/01751

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICARev. 00
Data: 15/11/2022
Pag. 10/74

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;
- Aerorefrigeranti per il raffreddamento del gas in mandata;
- 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 2021:

- 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 Poggio Renatico (FE): 7 (dato al 31/12/2021)
- Con riferimento a Snam Rete Gas si riportano i dati finanziari per l'anno 2021:
 - o Fatturato Snam Rete Gas: 3.297 M€

	21/01751
RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICA	Rev. 00 Data: 15/11/2022 Pag. 11/74

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 modulazione localizzata presso il comune di Poggio Renatico (FE).

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 luglio e novembre 2022 e riferita ai dati dell'anno 2021.

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.

	21/01751
RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICA	Rev. 00 Data: 15/11/2022 Pag. 12/74

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;
- 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 16247-1:2012 Diagnosi energetiche – Aspetti generali;
- UNI CEI EN 16247-3:2014 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.
- 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 15/11/2022

Il presente documento rappresenta la prima emissione del rapporto di diagnosi energetica del sito produttivo di Poggio Renatico, datato 15/11/2022, 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 01/01/2021 al 31/12/2021.

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.

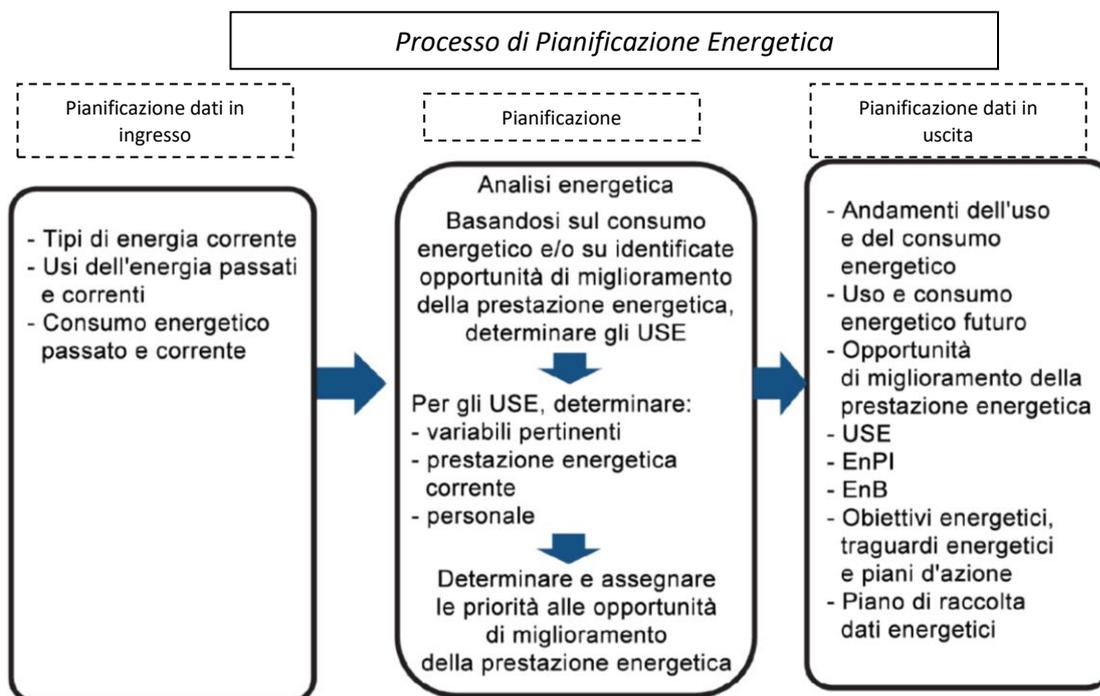


Figura 2-1: Processo di pianificazione energetica

2.1.1 Struttura energetica aziendale

Al fine di sviluppare la diagnosi 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.

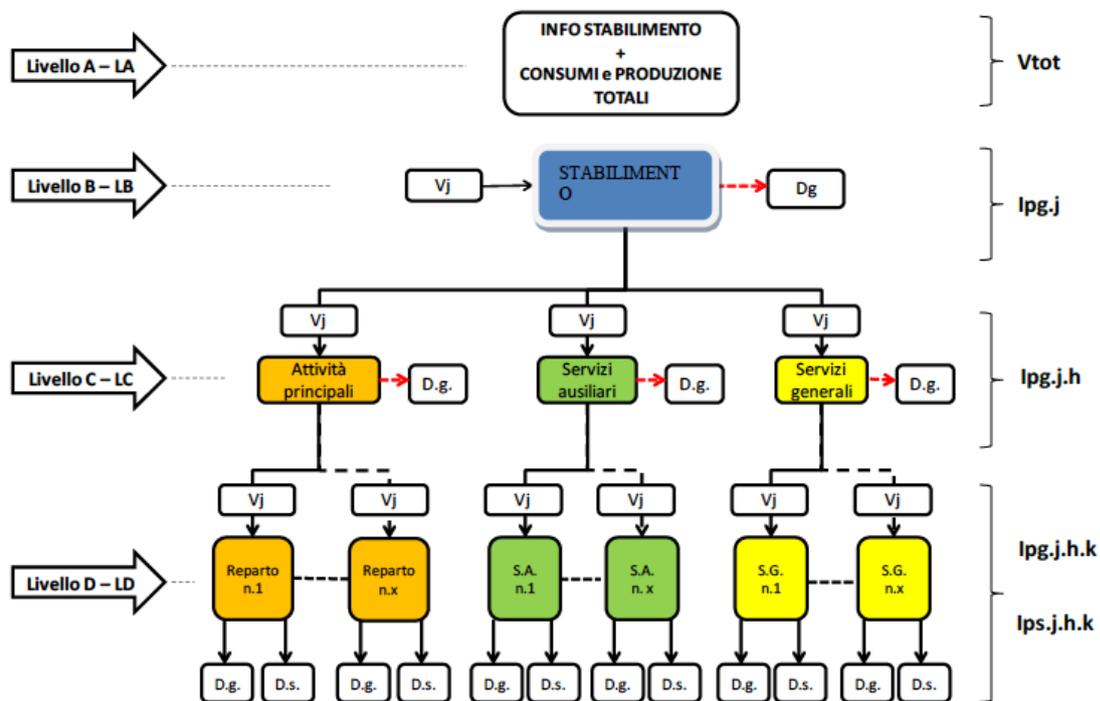


Figura 2-2: Schematizzazione della struttura energetica aziendale

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

	21/01751
RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICA	Rev. 00 Data: 15/11/2022 Pag. 15/74

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 Poggio Renatico)	2008
Sede legale	Piazza S. Barbara, 7 20097 San Donato Milanese (MI)
Unità produttiva	Impianto di compressione gas - Via Uccellino Strada Provinciale 8 km 11,5 – Poggio Renatico (FE)
Codice ATECO principale	49.50.10 - Trasporto mediante condotte di gas
Manager Impianto	Giovanni Perriello
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 Poggio Renatico, attiva dal 2008, si trova sulla rete dei gasdotti di importazione del gas naturale dalla Russia verso l'Italia ed è costituito da un impianto di compressione.

La centrale in oggetto è ubicata a nord-est dell'abitato del Comune di Poggio Renatico (FE), in via Uccellino Strada Provinciale 8 Km 11,5, adiacente al nodo di smistamento esistente di circa 53.500 m² di proprietà della Snam Rete Gas S.p.A, ed è collocata all'interno di una superficie di circa 76.000 m², di cui circa 4.600 m² sono coperti, circa 29.600 m² sono impermeabilizzati e circa 41.800 m² sono aree verdi.

L'intera area può essere suddivisa in tre sezioni, descritte come di seguito:

- Area Impianti

Sono presenti le unità di compressione, collocate all'interno di cabinati insonorizzati, 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'area i sistemi di filtraggio gas, le tubazioni di centrale, il sistema fuel gas e di produzione acqua calda, oltre che un generatore elettrico in grado di fornire l'intera potenza richiesta, costituito da motore diesel che si avvia automaticamente in mancanza di fornitura elettrica della rete esterna.

- Area Fabbricati

L'area fabbricati include diversi edifici che comprendono:

- fabbricato principale uffici (dove è presente il sistema per il controllo, la regolazione, la protezione e la supervisione della centrale stessa);
- fabbricato caldaie fuel gas;
- cabina elettrica di trasformazione;
- altri locali tecnici.



21/01751

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICARev. 00
Data: 15/11/2022
Pag. 17/74**- Strade e Piazzali**

Sono costituite da una rete stradale interna che collega l'accesso alla centrale di compressione con i vari fabbricati e le aree impianti, e da camminamenti pavimentati di larghezza adeguata che permettono di accedere alle zone di manutenzione e alle aree di manovra.

La centrale di compressione è dotata di quattro turbine a gas, alimentate a loro volta da gas naturale, utilizzate per l'azionamento diretto di compressori che forniscono al gas la spinta necessaria per il trasporto nella rete.

Il gas in arrivo dalle condotte viene inizialmente filtrato e successivamente preriscaldato tramite scambiatori alimentati da tre caldaie.

I due turbocompressori TC1 e TC2 hanno ciascuno una potenza di 11,190 MW, mentre le due unità rimanenti, TC3 e TC4, hanno rispettivamente una taglia di 23,577 MW e 22,370 MW; le quattro unità sono collegate in aspirazione a due gasdotti provenienti da Zimella e Minerbio, ed in mandata ai gasdotti di Zimella, Cremona e Correggio.

Il funzionamento dell'impianto di compressione è gestito da SNAM in accordo alle esigenze di trasporto degli Shipper. La configurazione di esercizio autorizzata prevede in marcia uno dei due turbocompressori più potenti, quindi TC3 e TC4, per motivi legati ad una migliore efficienza e gestione delle emissioni; i due turbocompressori TC1 e TC2 vengono invece attivati in modo alternato a supporto del terzo o del quarto qualora ce ne fosse bisogno.

Le attività principali svolte dalle unità di compressione sono riassunte con riferimento allo schema di flusso riportato di seguito:

- aspirazione del gas;
- compressione;
- mandata.

ASPIRAZIONE GAS:

Il gas da comprimere, proveniente dalla rete di trasporto nazionale, viene immesso in centrale attraverso un collettore di aspirazione munito di valvole motorizzate di intercettazione, e confluisce alle tubazioni di aspirazione delle unità di compressione, passando dai relativi filtri gas.

Sul collettore di aspirazione sono derivate le linee per:

- gas combustibile per le unità di compressione;
- gas servizi.

Il gas combustibile passa in un sistema di separatori per essere filtrato e successivamente preriscaldato, tramite generatori di calore, ridotto di pressione e misurato prima di essere inviato nella camera di combustione delle varie turbine.

Il gas per i servizi viene ridotto alla pressione di utilizzo, filtrato, misurato ed utilizzato per l'alimentazione dei generatori di calore, dedicati al preriscaldamento del gas combustibile delle unità di compressione, per il riscaldamento degli ambienti (uffici e cabinati) e per la produzione di acqua calda per uso igienico-sanitario.

COMPRESSIONE GAS:

La centrale è equipaggiata con quattro unità di compressione costituite da turbine a gas di tipo aeronautico (parte motore) accoppiate a compressori centrifughi monostadio (componente che conferisce al gas l'energia necessaria per il trasporto nella rete gasdotti). Ciascuna unità è dotata di motore elettrico per l'avviamento e giunto idraulico.



21/01751

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICARev. 00
Data: 15/11/2022
Pag. 18/74

Nome	Tipo	Costruttore	Potenza condizioni ISO [kW]	Potenza termica [kWt]	Alimentazione
TC1	MARS 100	SOLAR	11.190	33.261	Gas Naturale
TC2	MARS 100	SOLAR	11.190	33.261	Gas Naturale
TC3	PGT-25 DLE	G.E. – Nuovo Pignone	23.577	64.438	Gas Naturale
TC4	TITAN 250	SOLAR	22.370	56.433	Gas Naturale

Tabella 3-2: Dettagli delle turbine a gas

Tre caldaie fuel gas riscaldano l'acqua che passa in scambiatori di calore, i quali cedono calore al gas naturale, usato come combustibile, che va alle turbine a gas. Le caldaie sono costituite da generatori di calore con bruciatore ad aria soffiata, ciascuna delle quali ha una potenza termica di 329 kWt.

L'alimentazione elettrica avviene tramite una linea elettriche esterne. In mancanza di rete elettrica esterna, è presente un gruppo elettrogeno di emergenza azionato da motore diesel e con taglia di 1.542 kW.

MANDATA GAS:

Il gas in uscita dalle unità di compressione è convogliato al collettore di mandata della centrale e da qui inviato al dispositivo di misura della portata e poi immesso nella rete gasdotti con una pressione non superiore a 75 bar.

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.4 turbocompressori: - TC1/TC2 (MARS 100) Pe 11,19 MW/cad.	In base alla richiesta di modulazione Ore massime di funzionamento 8.760 h
		- TC3 (PGT-25 DLE) Pe da 23,58 MW	Ore massime di funzionamento 8.760 h
		- TC4 (TITAN 250) Pe da 22,37 MW	Ore massime di funzionamento 8.760 h

Tabella 3-3: Censimento degli impianti delle attività principali

Si riportano inoltre di seguito le caratteristiche dei turbocompressori installati all'anno 2021:

Specifiche tecniche dei turbocompressori			
Denominazione	TC1/TC2	TC3	TC4
Tipo	MARS 100	PGT-25 DLE	TITAN 250
Costruttore	SOLAR	G.E. – Nuovo Pignone	SOLAR
Potenza meccanica (ISO)	11.190 kW	23.577 kW	22.370 kW
Potenza termica (ISO)	33.261 kW	64.438 kW	56.433 kW
Combustibile	Gas naturale	Gas naturale	Gas naturale
Consumo gas naturale (ISO)	3'300 Sm ³ /h	6'300 Sm ³ /h	6'300 Sm ³ /h
Portata Gas compresso (stima)	1'400'000 Sm ³ /h	2'100'000 Sm ³ /h	2'100'000 Sm ³ /h
Temperatura fumi	484°C	530°C	530°C
Portata fumi scarico	130.000 Nm ³ /h	205.000 Nm ³ /h	205.000 Nm ³ /h
Altezza camino	14,8 m	20,7 m	20,7 m
Sezione camino	3,41 m ²	7,5 m ²	7,5 m ²
Efficienza termica	ca. 34%	ca. 37%	Ca. 39,5%
Potenza assorbita	ca. 40 kW (running)	ca. 180 kW (running)	ca. 100 kW (running)
Ciclo	semplice	semplice	semplice

Tabella 3-4: Specifiche tecniche turbocompressori

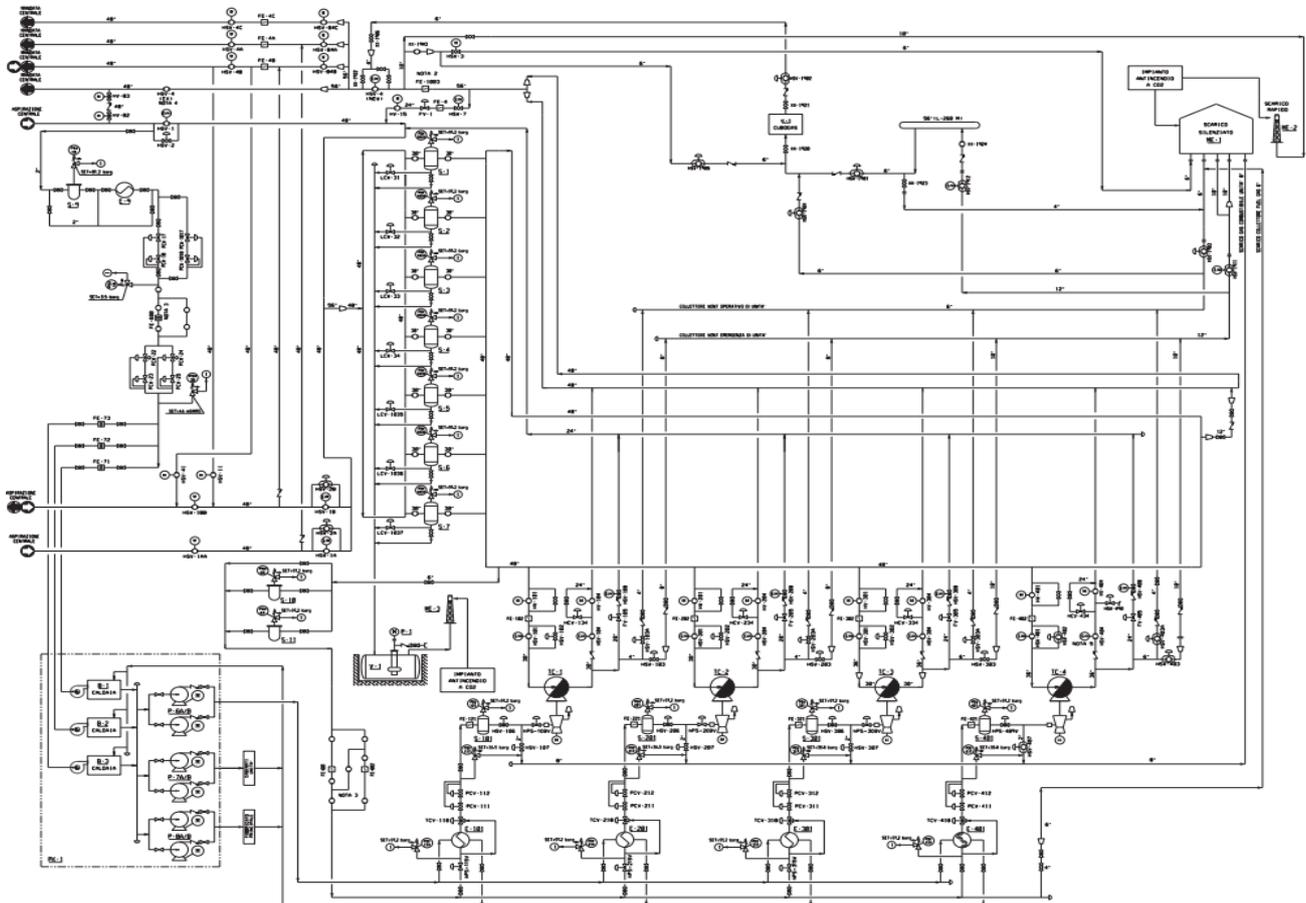


Figure 3-1: Schema di flusso semplificato



3.3 Impianti e utilities

L'impianto di compressione è asservito da diversi servizi ausiliari, indispensabili al funzionamento del sistema. Si riportano di seguito i principali:

SISTEMA DI PRERISCALDO E RISCALDAMENTO EDIFICI

Il gas naturale in ingresso alla camera di combustione delle turbine viene prelevato dal metanodotto ad una temperatura di aspirazione a 10-15°C e necessita quindi di essere scaldato fino ad una temperatura massima di 40°C, al fine di evitare la formazione di condensate o di idrati: tali sostanze potrebbero generare fenomeni di erosione degli ugelli del bruciatore, oltre che causare una combustione anomala. Il gas viene quindi preriscaldato dopo il prelievo attraverso il passaggio in uno scambiatore in controcorrente acqua-gas ad alta efficienza.

Il fabbisogno termico viene fornito da caldaie dedicate ed alimentate anch'esse dal gas naturale prelevato dai gasdotti.

La configurazione dell'impianto prevede tre caldaie Baltur di potenza massima al focolare pari a 329 kWt e denominate rispettivamente B1, B2 e B3, tutte ubicate all'interno di un'apposita centrale termica. Le tre caldaie hanno in uscita delle pompe che mandano l'acqua calda non solo al preriscaldamento del combustibile nei turbocompressori, ma anche al riscaldamento degli uffici e dei cabinati. Di conseguenza il loro funzionamento non è mai dedicato ad un singolo utilizzo; pertanto, nel corso dell'anno non capita mai di avere tutte le caldaie attive, fatto salvo durante le attività di manutenzione programmata.

L'accensione avviene in sequenza tramite PLC quando la temperatura del collettore di ritorno scende sotto i 72°C.

Presso la centrale termica si trovano 9 pompe adibite alla mandata e al ricircolo dell'acqua calda, per una potenza installata complessiva pari a 23,11 kW. Ciascuna condotta di mandata alle tre utenze (preriscaldamento fuel gas, riscaldamento uffici e riscaldamento cabinati) è dotata di un dispositivo contacalorie.

Tutto l'anno è accesa almeno una pompa del preriscaldamento gas, mentre in autunno e inverno sono accese per tutto il giorno anche almeno una pompa della palazzina e una dei fabbricati turbina. Le pompe anticondensa delle caldaie si accendono solo quando si accende la caldaia.

La rete di distribuzione è interamente coibentata per limitare al minimo le perdite termiche lungo il sistema.

SISTEMA DI FILTRAZIONE DEL GAS PRINCIPALE

Per proteggere i compressori da eventuali residui o impurità (liquide e solide), il gas in aspirazione (normalmente privo di tali impurità), sarà filtrato mediante una batteria di filtri a ciclone in grado di trattare la portata massima nominale.

Il numero e la taglia dei filtri sono ottimizzati per soddisfare le condizioni di massimo carico, per minimizzare le emissioni di rumore e impatto visivo.

I filtri hanno un dispositivo di scarico automatico al serbatoio di slop, dotato di sistema di monitoraggio per la verifica del corretto funzionamento della valvola.

SISTEMA DI DEPRESSURIZZAZIONE, SFIATO E RECUPERO

Il compressore delle turbine a gas è generalmente mantenuto pressurizzato indipendentemente dal funzionamento della turbina. In ogni caso è possibile attivare un sistema di depressurizzazione e d'invio del gas allo sfiato silenziato di unità e da lì all'atmosfera, al fine di mantenere l'impianto in sicurezza.

I sistemi di sfiato presenti sono:

- ME-1 terminale di sfiato silenziato dedicato allo scarico operativo e straordinario delle Unità, allo scarico operativo dell'impianto di compressione ed allo scarico del Fuel Gas delle Unità;
- ME-2 terminale di sfiato non silenziato dedicato allo scarico rapido dell'impianto da effettuarsi solo in casi eccezionali e di assoluta necessità.



21/01751

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICARev. 00
Data: 15/11/2022
Pag. 21/74

In corrispondenza dello sfiato e della depressurizzazione del sistema, si procede prima al recupero del gas dalle tubazioni dell'impianto tramite un elettrocompressore (MK-1 a 75 bar di pressione massima di mandata e 200 kW di potenza elettrica nominale) che pressurizza il gas per il trasporto all'imbocco del gasdotto in uscita. Solo in caso di emergenza, l'elettrocompressore viene by-passato per uno sfiato diretto in atmosfera. I serbatoi metallici presenti per la raccolta dei liquidi (slop e acque reflue industriali) sono dotati di tubazioni di sfiato con la sola funzione di evitare sovrappressioni.

SISTEMA OLIO LUBRIFICAZIONE TURBOCOMPRESSORI

Al fine di mantenere un livello di funzionamento ottimale dei turbocompressori è presente un impianto di lubrificazione ad olio, di tipo sia minerale che sintetico, fornito di un sistema di stoccaggio, carico e scarico costituito da due serbatoi interrati metallici, uno per l'olio nuovo di capacità 16,7 m³ (V-2) e uno per l'olio di recupero (V-3) della stessa capacità, ispezionabili e collocati all'interno di una vasca di contenimento in cemento armato. Lo scarico, carico e movimentazione dell'olio avviene per mezzo di elettropompe.

Una volta completato il suo ciclo di utilizzo, l'olio esausto viene recuperato e tramite un sistema di filtrazione viene rigenerato per essere nuovamente reintegrato nel sistema.

Nei cassoni dell'olio di lubrificazione sono presenti sistemi automatici per il monitoraggio del livello che, in caso di anomalia, inviano una segnalazione di allarme alla sala di controllo. Per eventuali sversamenti, l'olio confluisce nella rete di raccolta "acque reflue industriali" e da lì nel serbatoio metallico per la gestione del fluido come rifiuto.

SISTEMA DI PRODUZIONE E DISTRIBUZIONE ARIA

L'impianto è costituito da due elettrocompressori, denominati K-5A e K-5B, di cui uno, con pressione pari a 10 bar, è utilizzato per la produzione di aria compressa necessaria per la movimentazione delle valvole, degli strumenti e per l'officina; il secondo, con pressione di 8 bar, serve invece per i servizi.

Nella pratica uno è il compressore di backup dell'altro, per cui non saranno mai accesi nello stesso momento.

SISTEMA DI CLIMATIZZAZIONE ESTIVA

Presso la centrale sono presenti due gruppi frigoriferi a compressione di potenza elettrica nominale di 65 kW ciascuno, necessari a soddisfare i fabbisogni termici della palazzina e delle due sale controllo. Nello specifico presso quest'ultime sono installate 30 fan coil, con potenza elettrica ciascuna pari a 240 W e con funzionamento attivo tutto l'anno; sono accesi tutto l'anno anche i 7 condizionatori delle sale cems, misure e sis (sala dedicata ai sistemi di sicurezza a protezione dell'impianto). Il raffrescamento dell'area uffici è relativo al solo periodo estivo grazie alla presenza di 17 fan coil.

GRUPPO ELETTROGENO

È presente un gruppo elettrogeno di emergenza alimentato a gasolio di potenza elettrica pari a 1.542 kWe, installato in un locale insonorizzato, il quale viene 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.

Il serbatoio, di notevole dimensione e con capacità di circa 10.000 litri, richiede mediamente una fornitura ogni due anni.

IMPIANTO ANTINCENDIO

Il sistema antincendio è caratterizzato da una motopompa a diesel (con una potenza installata pari a 36 kW), un'elettropompa (45 kW) ed una pompa Jockey (7,5 kW) che mantengono in pressione l'impianto costituito da idranti omogeneamente distribuiti sull'intero sito a protezione di incendi che si possono innescare sia all'interno che all'esterno dello stabilimento.



21/01751

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICARev. 00
Data: 15/11/2022
Pag. 22/74

L'acqua di alimentazione è stoccata in una vasca dedicata da 300 m³ sufficiente a garantire la portata di due lance per almeno un'ora.

Come per il gruppo elettrogeno, l'impianto viene provato mensilmente per una prova da un'ora a pieno carico.

SISTEMA DI APPROVVIGIONAMENTO DELLE ACQUE

Il processo di compressione del gas non richiede l'utilizzo di acqua. L'approvvigionamento idrico della centrale è garantito dall'acquedotto per scopi sanitari, dalla vasca acqua d'irrigazione e antincendio (alimentata dal laghetto di raccolta acque meteoriche), o eventualmente da pozzo, e dal Canale Aldrovandi per l'irrigazione.

SISTEMA DEGLI SCARICHI IDRICI

A seconda del processo di origine che li ha prodotti, si possono distinguere quattro tipi di scarichi:

- **Acque reflue industriali**, provenienti dall'officina, dalla piazzola di lavaggio dei pezzi meccanici e dai cabinati dei turbocompressori, sono convogliate mediante apposita rete di raccolta nel serbatoio di raccolta metallico a tenuta interrato di capacità 10 m³ (V-5), collocato a sua volta in una vasca di contenimento in cemento armato ispezionabile. Questi scarichi vengono gestiti come rifiuti liquidi, pertanto il loro smaltimento avviene tramite autobotte, secondo le normative vigenti.
- **Acque contaminate da sostanze organiche (slop)**, quindi reflui d'acqua, come la condensa separata dai sistemi di filtrazione dal gas che transita nelle tubazioni della centrale. Esse confluiscono in un serbatoio di processo metallico a tenuta di capacità 15,2 m³ (V-1), installato sotto il piano campagna all'interno di una vasca di contenimento in calcestruzzo. Il serbatoio è equipaggiato con una pompa per l'estrazione del liquido raccolto al suo interno ed il suo carico in autocisterna, per lo smaltimento come rifiuto.
- **Acque reflue domestiche**, provenienti dai servizi igienici presenti in centrale, sono trattate in fosse di tipo Imhoff e convogliate nell'impianto di fitodepurazione chiuso, costituito da bacino stagno in polietilene riempito con strati sovrapposti di ciottoli, ghiaia e terreno vegetale.
- **Acque meteoriche**, provenienti dai piazzali puliti e dai tetti dei fabbricati, sono convogliate, tramite apposita rete di raccolta costituita da tubazioni interrate in PVC e pozzetti in calcestruzzo, ad un bacino di laminazione di circa 2000 m³, per eventi piovosi particolarmente intensi al fine di garantire una portata massima di rilascio pari a 25 l/s mediante lo scarico S1, oppure alla vasca antincendio/raccolta acque meteoriche pulite della capacità di circa 300 m³. Tali acque sono scaricate attraverso lo scarico S1 nel canale (canale Aldrovandi) adiacente alla centrale solo in caso di precipitazioni eccezionali.

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 è derivato 1 trasformatore MT/BT per il sistema di distribuzione.



21/01751

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICARev. 00
Data: 15/11/2022
Pag. 23/74Di seguito si riportano gli impianti che fanno parte dei **servizi ausiliari e generali**:

Area funzionale	Uso energetico	Impianti	Modalità ed orari di funzionamento
Servizi Ausiliari	Preriscaldamento/Riscaldamento	- Caldaia B-1 Pth,f 329 kWt - Caldaia B-2 Pth,f 329 kWt - Caldaia B-3 Pth,f 329 kWt	In base alla richiesta di modulazione per il preriscaldamento fuel gas/Nei mesi invernali per quanto riguarda il riscaldamento di uffici e cabinati
Servizi Ausiliari	Aria compressa	2 compressori per strumenti e servizi (Ptot. 30 kWe)	In base alle esigenze operative per il mantenimento delle pressioni di esercizio; uno dei due compressori funziona in backup all'altro
Servizi Ausiliari	Recupero gas	1 elettrocompressore MK-1 a 75 bar / Pe 200 kWe	In base alle esigenze operative
Servizi Generali	Climatizzazione	2 gruppi frigo Daikin Pn 65 kW/cad. 30 fan coil per n.2 sale controllo (Ptot. 7,5 kWe) 17 fan coil per palazzina uffici (Ptot. 0,8 kWe) 7 condizionatori locali cems/misure/sis (Ptot. 32,74 kWe)	Uno dei due acceso solo per i 4 mesi estivi per 14 ore/giorno; l'altro acceso tutto l'anno per il raffrescamento della sala controllo Le fan coil delle sale controllo sono accese tutto l'anno, mentre quelle degli uffici solo durante i mesi estivi Accesi tutto l'anno
Servizi Generali	Illuminazione	Esterna: 94 pali luce P 60 W/cad. a led 15 torri faro P 600 W/cad. a led 6 proiettori atex P 194 W/cad. a led Interna, divisi tra: Loc. sala quadri Loc. sala batterie Loc. sala misure Loc. area filtri di centrale Uffici (standard) Uffici (emergenza) Cabinati (lampade building, bracci e plafoniere)	Attivazione con sensore crepuscolare (inverno: 14 h / estate: 9 h) Accensione concentrata durante gli interventi d'urgenza in notturna per le torri faro e proiettori ATEX Orario uffici (8:00/17:00) Cabinati e sale controllo: tempi variabili in base alle necessità
Servizi Generali	Impianto di sicurezza	Antincendio: 1 elettropompa 45 kWe 1 motopompa a diesel 36 kWe 1 pompa jockey 7,5 kWe Emergenza: 1 gruppo elettrogeno a diesel 3.366 kWt / 1.542 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 P 10,75 kW	--
Servizi Generali	Parco veicolare	6 autoveicoli (4 alimentati a gasolio, 1 a benzina e uno a benzina/metano)	--

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



21/01751

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICARev. 00
Data: 15/11/2022
Pag. 24/74

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

Specifiche tecniche delle caldaie			
Denominazione	B-1	B-2	B-3
Costruttore	Baltur	Baltur	Baltur
Potenza al focolare	329 kWt	329 kWt	329 kWt
Potenza all'acqua	300 kW	300 kW	300 kW
Combustibile	Gas naturale	Gas naturale	Gas naturale
Consumo gas naturale (ISO)	9 – 36 Sm ³ /h	9 – 36 Sm ³ /h	9 – 36 Sm ³ /h
Temperatura fumi	175°C	175°C	175°C
Portata fumi secchi scarico	392,1 Nkg/h	392,1 Nkg/h	392,1 Nkg/h
Portata fumi scarico	500,3 Nkg/h	500,3 Nkg/h	500,3 Nkg/h
Consumo elettrico	0,5 kWh	0,5 kWh	0,5 kWh

Tabella 3-6: Specifiche tecniche caldaie esistenti



21/01751

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICA

Rev. 00
Data: 15/11/2022
Pag. 25/74

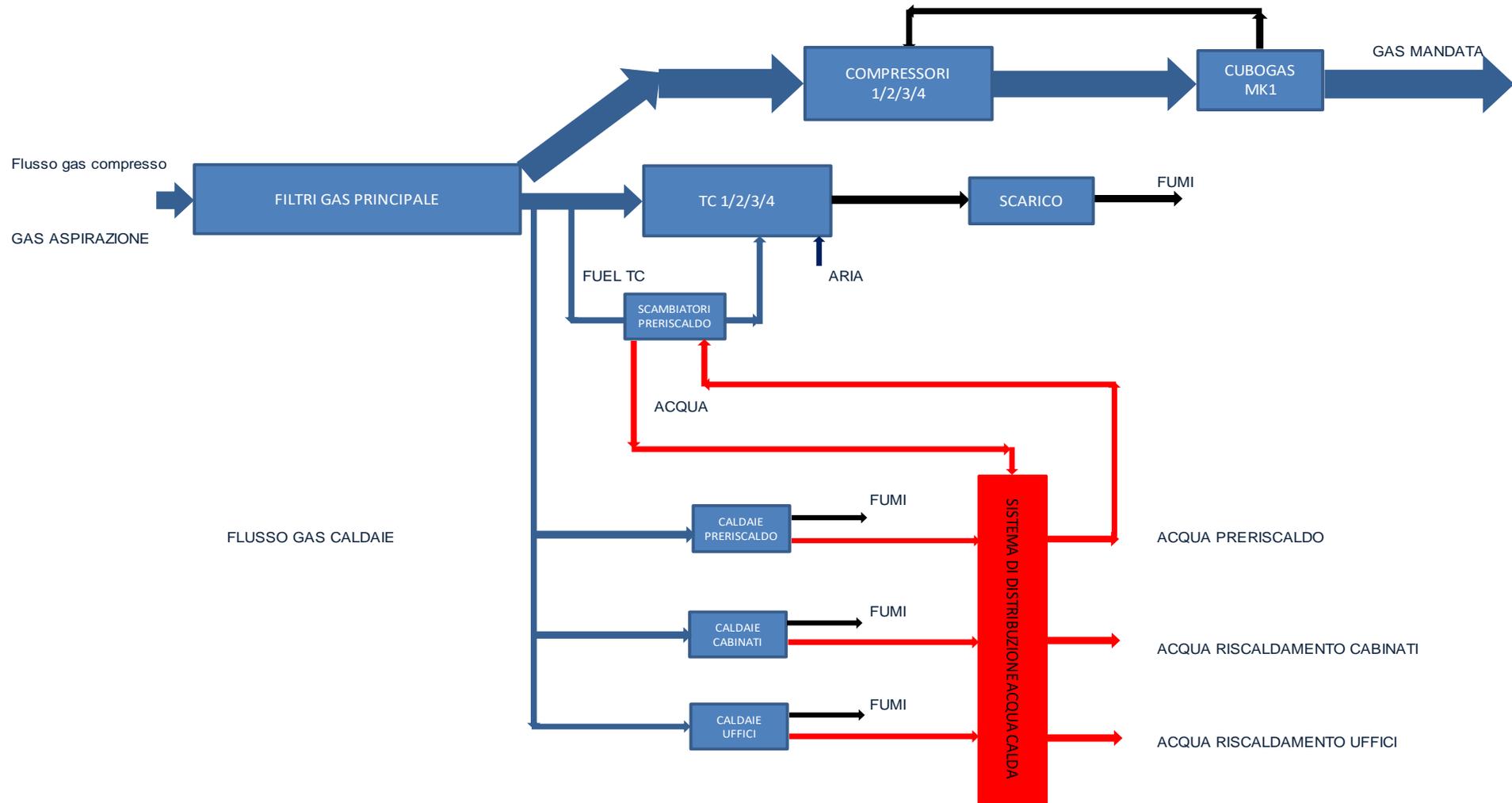


Figura 3-2: Schema di flusso



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 /h
Portata di progetto massima	5.000.000

Tabella 3-7: Capacità di compressione massima

Si riportano di seguito le materie prime in ingresso all'impianto ovvero l'olio lubrificante minerale, l'olio sintetico e l'olio idraulico utilizzati per l'avviamento dei turbocompressori e del compressore cubogas (MK1).

Materie prime in ingresso	Massa [l/anno]
Reintegri olio sintetico	8.460
Reintegri olio minerale	121
Reintegri olio idraulico	92

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	12.550.366.912

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	TC3	TC4
Gennaio	1.248.917	0	1.667.057.171	23.213.430
Febbraio	0	0	957.846.077	439.790.847
Marzo	0	0	12.055.233	1.547.005.634
Aprile	0	0	47.147.018	1.473.555.698
Maggio	147.195.516	132.666.626	760.118.661	535.866.771
Giugno	20.083.529	0	51.476.409	293.153.713
Luglio	0	0	0	87.345.456
Agosto	40.405.949	406.588	1.573.271	0
Settembre	0	9.589	304.851.659	125.250.946
Ottobre	289.022.577	568.538.421	34.262.760	143.779.186
Novembre	103.872.690	0	462.135.016	710.831.952
Dicembre	0	0	157.077.580	1.411.522.022
TOTALE	601.829.178	701.621.224	4.455.600.855	6.791.315.655

Tabella 3-10: Gas compresso - dettaglio mensile

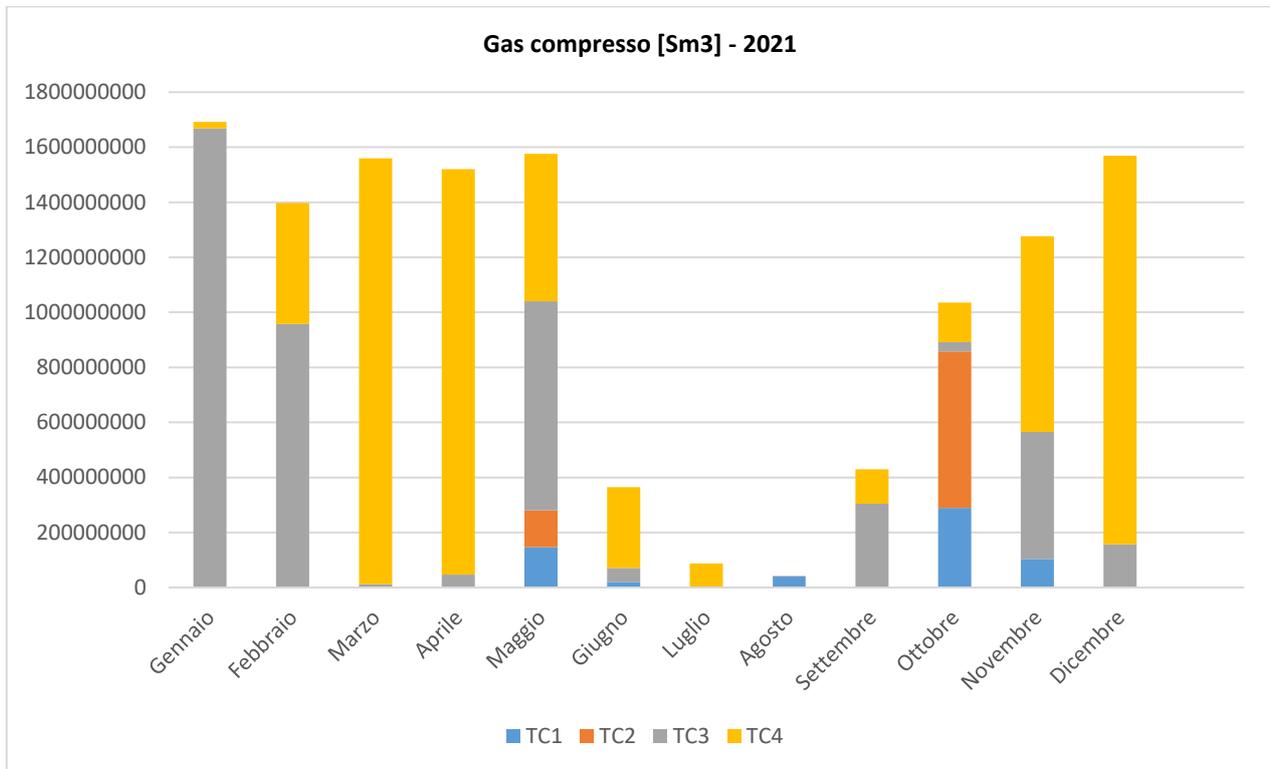


Figura 3-3: Dettaglio mensile gas compresso

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 1.542 kWe, fornisce ulteriore energia elettrica che viene direttamente immessa nella rete dello stabilimento; limitatamente all'anno 2021 sono stati prodotti 3.320 kWh di energia elettrica.



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, gasolio e benzina) espressi in forma di energia primaria, relativi all'anno 2021 e derivanti da fattura (dati effettivi), ad esclusione del consumo di gas naturale che viene prelevato direttamente dai gasdotti e misurato da contatori fiscali.

2021								
En. El. prelevata da rete		Gas Naturale		Gasolio		Benzina		TOT.
MWh	1.854,6	Sm ³	31.906.058	t	4,0	t	0,9	-
TEP	346,1	TEP	26.673,5	TEP	4,1	TEP	1,0	27.024,7
TJ	14,5	TJ	1.116,8	TJ	0,2	TJ	0,04	1.131,5
%	1,28%	%	98,70%	%	0,02%	%	0,004%	100%

Tabella 3-11: Fabbisogno di energia primaria totale

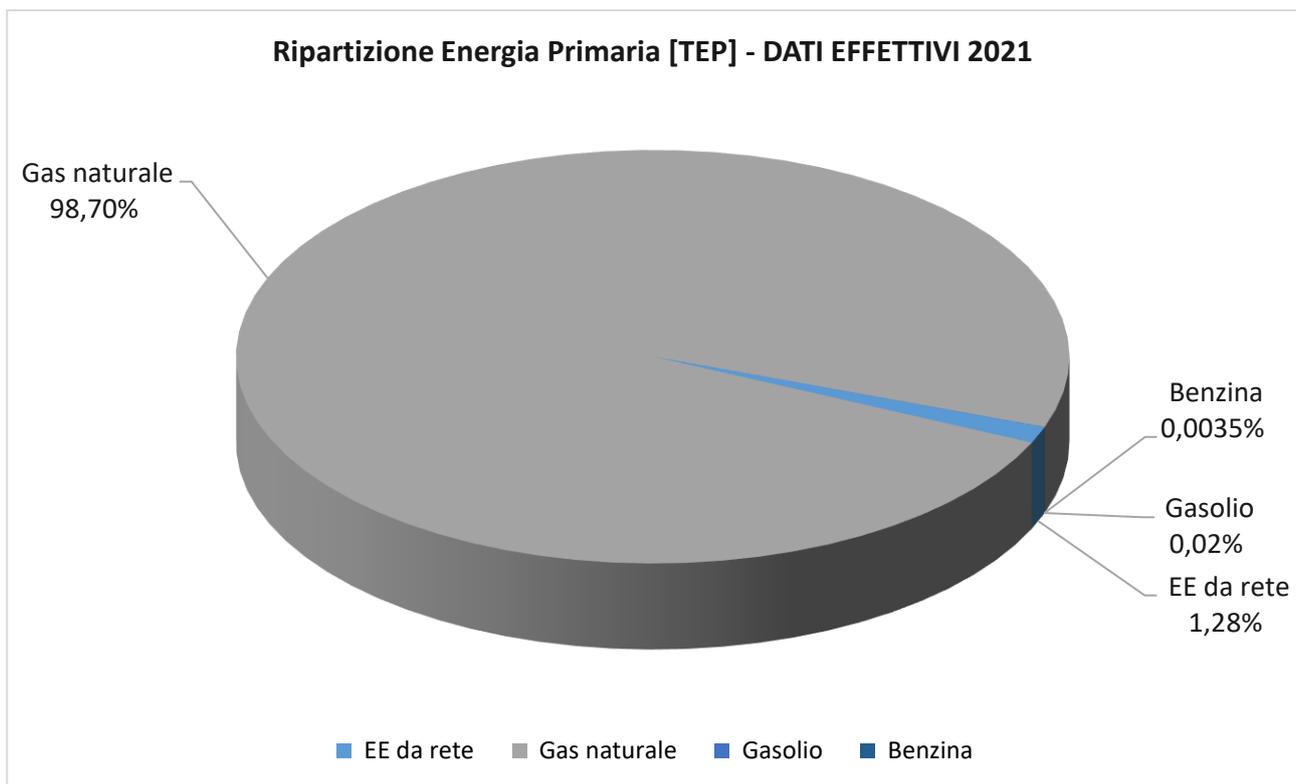


Figura 3-4: Fabbisogno di energia primaria totale

Il vettore energetico maggiormente adoperato è ovviamente il gas naturale, per un utilizzo energetico pari al 98,7% del fabbisogno di energia primaria, seguito dall'energia elettrica con un contributo sul totale dell'1,28%. Risultano invece trascurabili i consumi di benzina e gasolio.

L'energia primaria complessivamente approvvigionata per il 2021 è pari a 27.025 TEP.



3.6.2 Energia finale

Si riportano di seguito i consumi finali annuali degli stessi vettori energetici sempre relativi all'anno 2021, 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.

2021								
En. El. totale		Gas Naturale		Gasolio		Benzina		TOT.
MWh	1.857,953	Sm ³	31.906.058,0	t	4,0	MWh	0,9	-
kWh	1.857.953	kWh	312.688.230,7	kWh	48.092,1	kWh	11,2	314.594.287,0
TJ	6,7	TJ	1.125,7	TJ	0,2	TJ	0,00004	1.132,5
%	0,59%	%	99,39%	%	0,02%	%	0,000004%	100%

Tabella 3-12: Fabbisogno di energia primaria totale

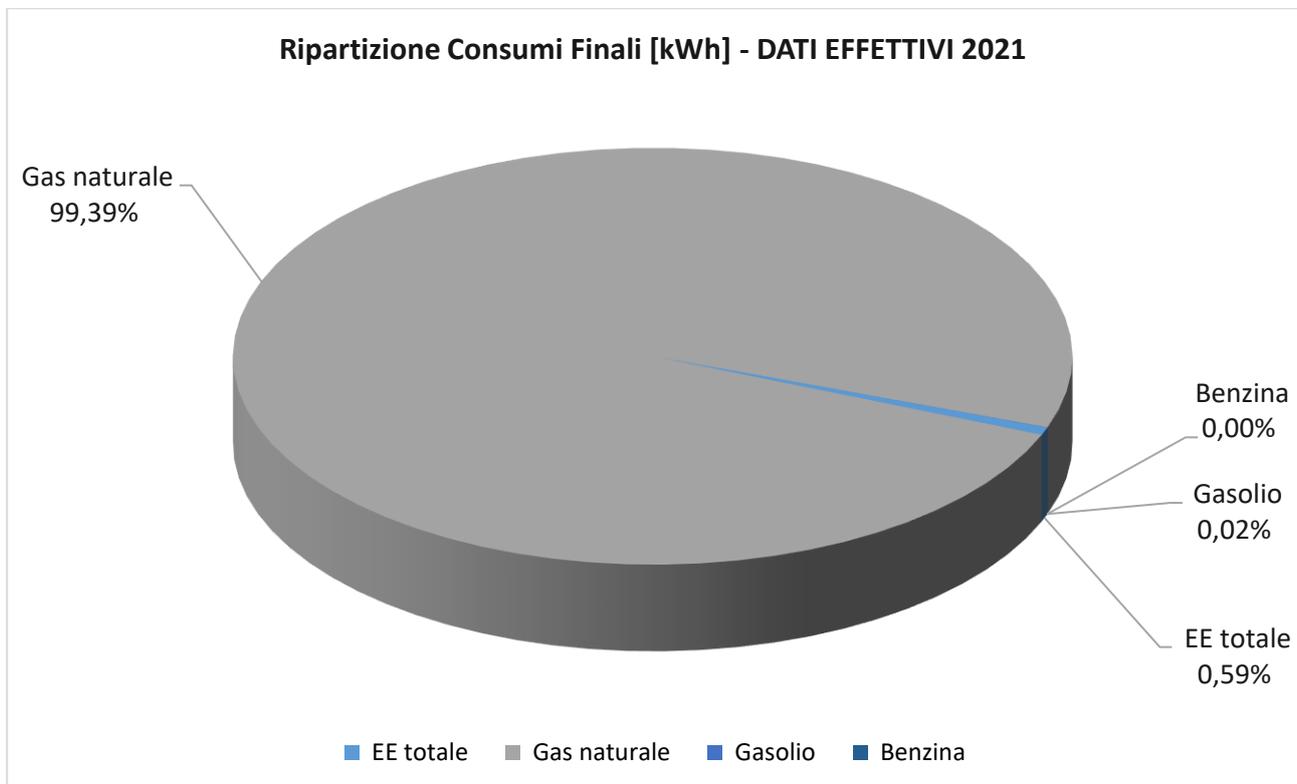


Figura 3-5: Fabbisogno di energia finale totale

L'energia effettivamente consumata nello stabilimento è prevalentemente costituita dal consumo di gas naturale per un valore pari al 99,39%, mentre l'energia elettrica utilizzata in sito è pari a solo lo 0,59% dei consumi totali. I consumi di benzina e gasolio risultano essere sempre trascurabili.



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 1.858 MWh.

Come si evince dai dati riportati sotto l'autoproduzione di energia elettrica copre solo lo 0,17% 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 messo in funzione solo periodicamente per effettuare le dovute prove e, tra l'altro, si aggiunge che è stato lasciato completamente spento per i mesi di gennaio, febbraio, maggio, novembre e dicembre.

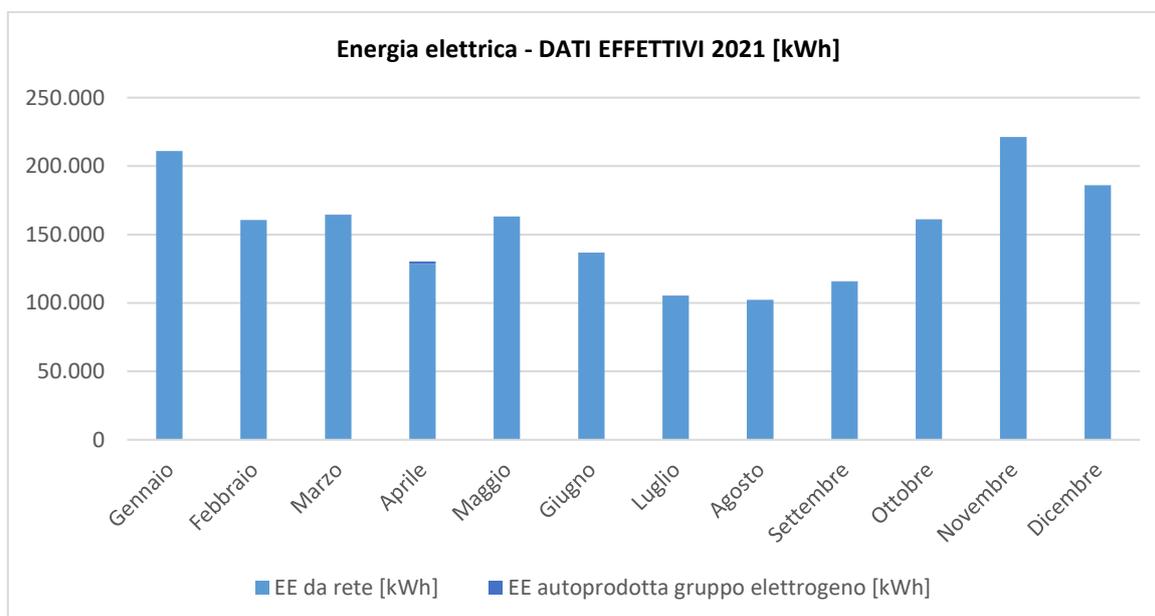


Figura 3-6: Consumo di energia elettrica - dati effettivi 2021

Energia elettrica [kWh]			
Mese	EE da rete	EE autoprodotta gruppo elettrogeno	Fabbisogno totale
Gennaio	210.952	0	210.952
Febbraio	160.570	0	160.570
Marzo	164.136	559	164.695
Aprile	128.539	1758	130.297
Maggio	163.230	0	163.230
Giugno	136.297	426	136.723
Luglio	104.910	318	105.228
Agosto	102.138	110	102.248
Settembre	115.631	57	115.688
Ottobre	160.804	92	160.896
Novembre	221.351	0	221.351
Dicembre	186.075	0	186.075
TOTALE	1.854.633	3.320	1.857.953

Tabella 3-13: Fabbisogno di energia elettrica

I consumi energetici di gas naturale sono imputabili principalmente all'attività di compressione, seguita dai consumi delle attività ausiliarie necessarie per il riscaldamento degli ambienti e, in minima parte, i carburanti del parco veicolare.

Per semplicità, il consumo di gas associato al parco veicolare è imputato al solo mese di dicembre.

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

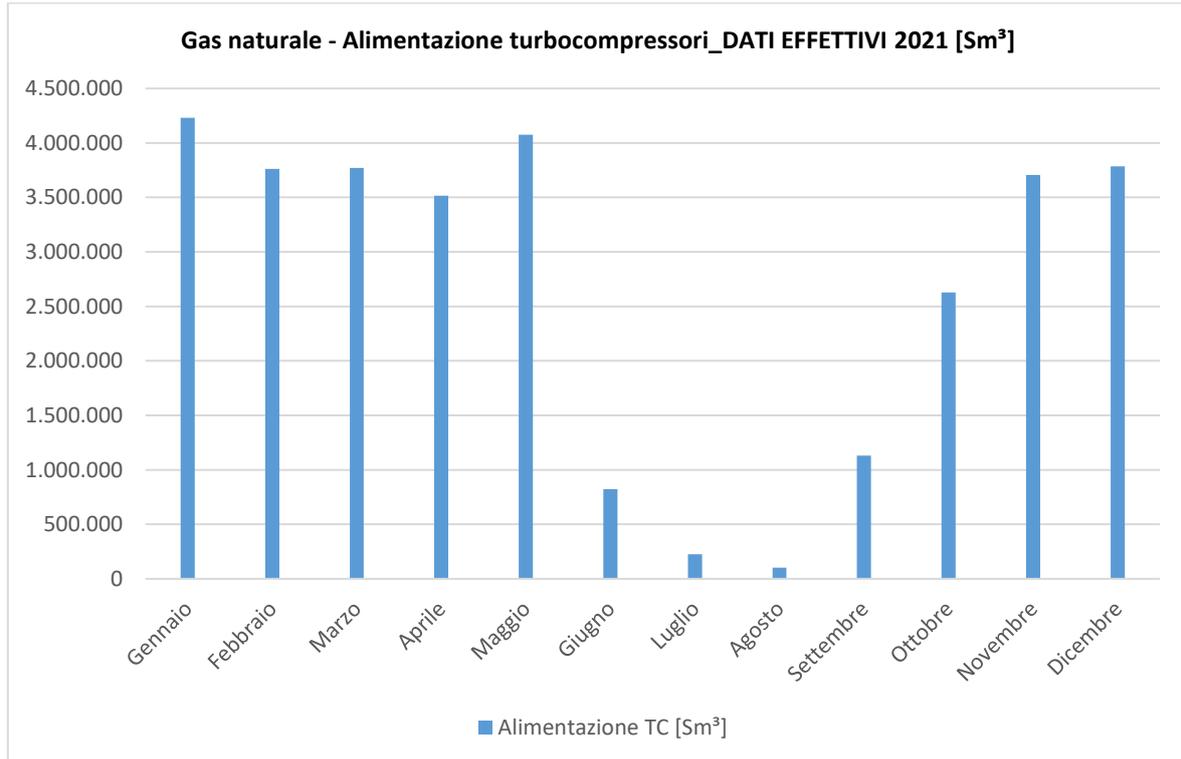


Figura 3-7: Fabbisogno di gas naturale – Turbocompressori

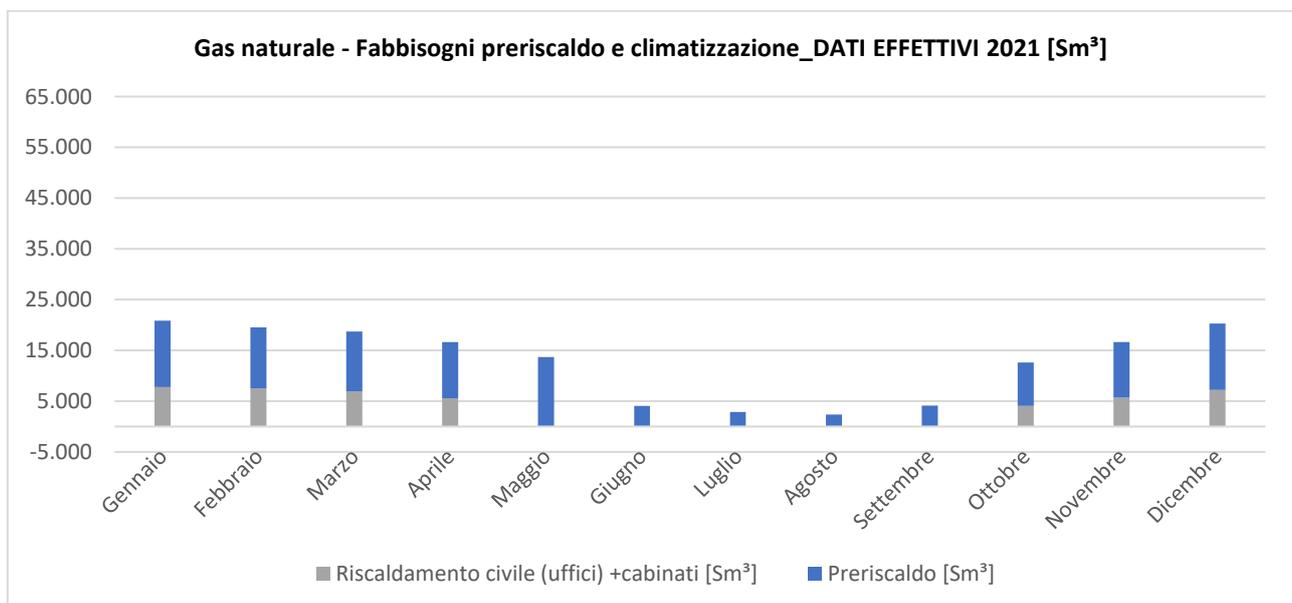


Figura 3-8: Fabbisogno di gas naturale – Preriscaldamento fuel e riscaldamento edifici

Fabbisogni di gas naturale [Sm ³]					
Mese	Combustibile	Preriscaldamento	Riscaldamento	Parco veicolare	Fabbisogno totale
Gennaio	4.232.128	13.076	7.770	0	4.252.974
Febbraio	3.761.298	11.969	7.543	0	3.780.810
Marzo	3.769.661	11.780	6.914	0	3.788.355
Aprile	3.515.020	11.091	5.569	0	3.531.680
Maggio	4.075.969	13.669	0	0	4.089.638
Giugno	822.855	4.083	0	0	826.938
Luglio	225.197	2.849	0	0	228.046
Agosto	101.526	2.398	0	0	103.924
Settembre	1.129.670	4.163	0	0	1.133.833
Ottobre	2.627.869	8.557	4.079	0	2.640.505
Novembre	3.706.958	10.921	5.717	0	3.723.596
Dicembre	3.785.233	13.053	7.244	229	3.805.759
TOTALE 2021 [Sm³]	31.753.384	107.609	44.836	229	31.906.058
TOTALE 2021 [kWh]	311.191.984	439.405	1.054.598	2.244	312.688.231

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

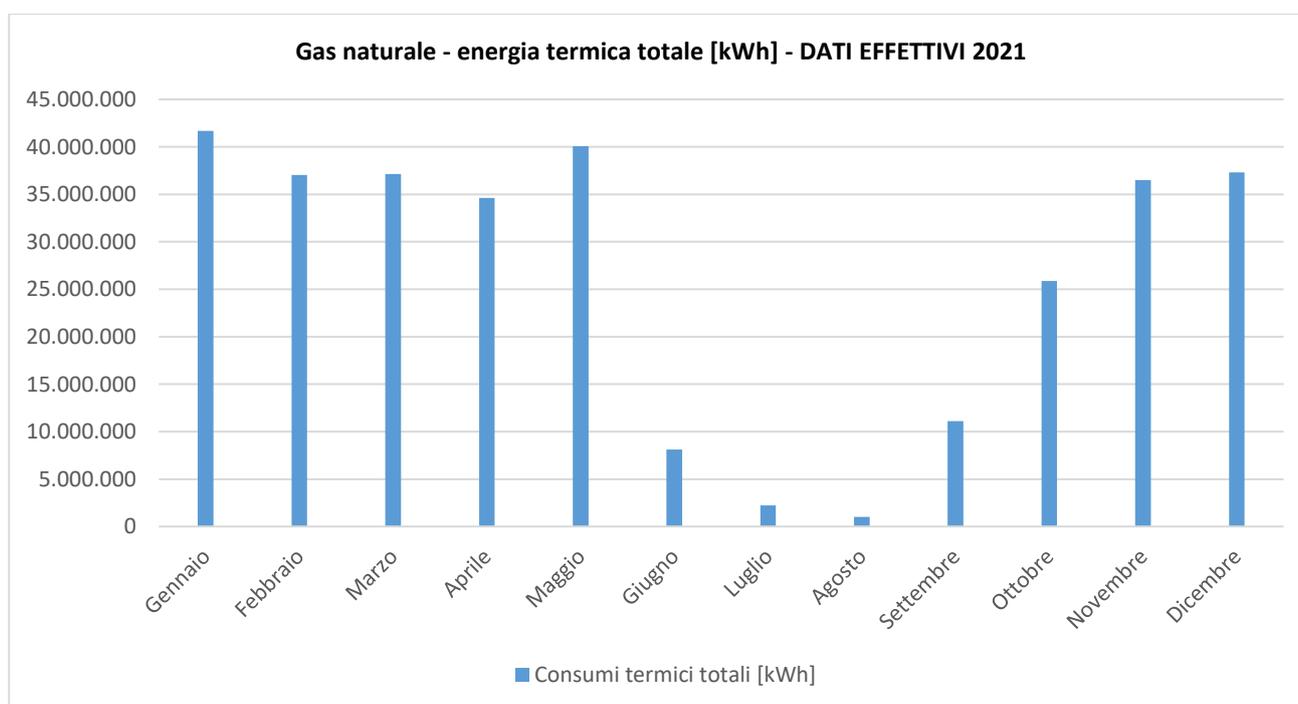


Figura 3-9: Gas naturale – consumo di energia termica (dati effettivi 2021)



21/01751

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICARev. 00
Data: 15/11/2022
Pag. 33/74

Si riportano infine i consumi degli altri carburanti, quali il gasolio e la benzina. Per il primo sono associati gli utilizzi del gruppo motopompa, del gruppo elettrogeno e del parco veicolare; per la benzina si associano i consumi del solo parco veicolare.

Gasolio				
Utilizzo	Gruppo motopompa	Gruppo elettrogeno	Parco Veicolare	Fabbisogno totale
Volume [l]	59,6	940	3.772	4.772
Energia termica [kWh]	600	9.477	38.015	48.092

Tabella 3-15: Fabbisogno di gasolio e consumi termici

Benzina	
Utilizzo	Parco Veicolare
Volume	1.257
Energia termica [kWh]	11,2

Tabella 3-16: Fabbisogno di benzina e consumi termici



21/01751

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICARev. 00
Data: 15/11/2022
Pag. 34/74

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 principalmente in kWh) 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 annesso 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 2021.

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



21/01751

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICARev. 00
Data: 15/11/2022
Pag. 35/74**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 mentre la potenza disponibile è pari a 1300 kW. <ul style="list-style-type: none">• POD STABILIMENTO IT001E48155918
Utilizzo	Avviamento e sistemi ausiliari per le unità di compressione, fem (pompe, compressori), illuminazione, azionamenti elettrici, aria compressa, protezione catodica, condizionamento (gruppi frigo e torri evaporative).
GAS NATURALE	
Fonte	Il gas utilizzato è prelevato dalla rete di trasporto.
Utilizzo	Combustibile per turbocompressori, per caldaie di preriscaldamento del fuel gas e per il riscaldamento degli ambienti, carburante per 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.
BENZINA	
Fonte	Gli automezzi si riforniscono alla stazione di servizio.
Utilizzo	Carburante per parco veicolare.

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, data la modesta e trascurabile quantità di gas combusto durante le prove.

Si riportano di seguito gli andamenti mensili dei consumi dei quattro 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.

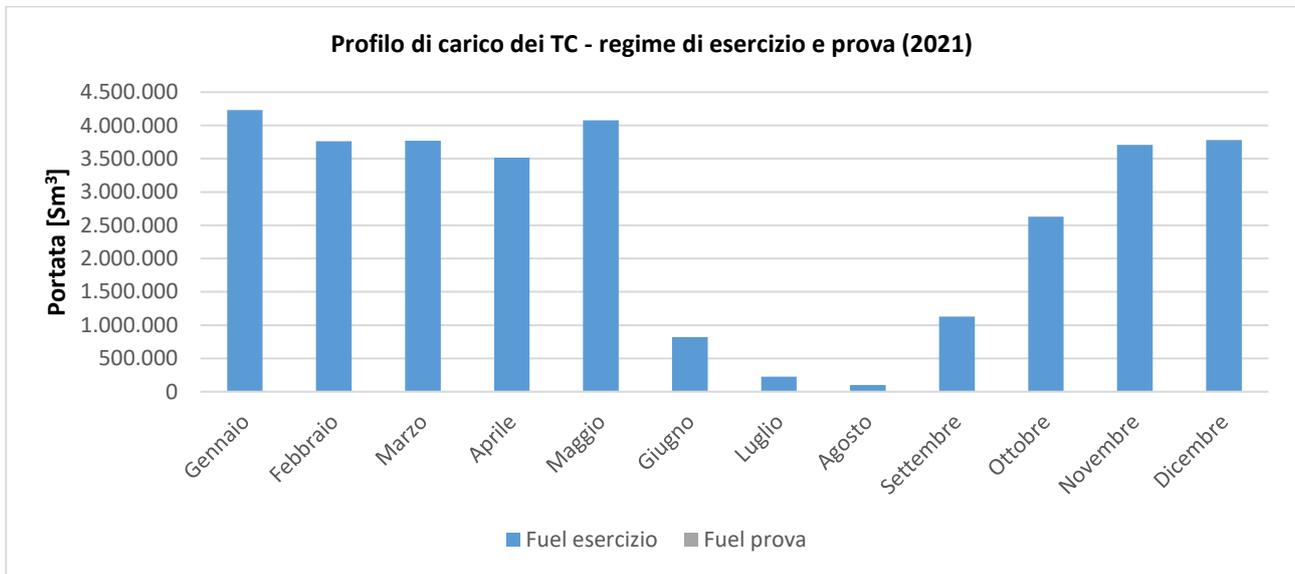


Figura 4-1: Gas naturale - Curva di carico regime esercizio vs prova

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. 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.

Escludendo il mese di febbraio, nel quale non si sono svolte delle attività di compressione a causa di un fermo dell'impianto, si osservano sia dei mesi ad intensa attività, come gennaio e maggio, sia dei mesi di inattività come luglio e agosto.

Dal grafico riportato sopra si può osservare anche come le macchine lavorino spesso alla portata nominale di progetto e quindi a pieno carico; infatti, lo si può notare specialmente nei mesi invernali quando l'impianto tocca quasi la portata massima giornaliera di progetto pari a 5.000.000 Sm³, (portata combustibile: TC 1 e 2 = 3.300 Sm³/h, TC 3 e 4 = 6.300 Sm³/h).

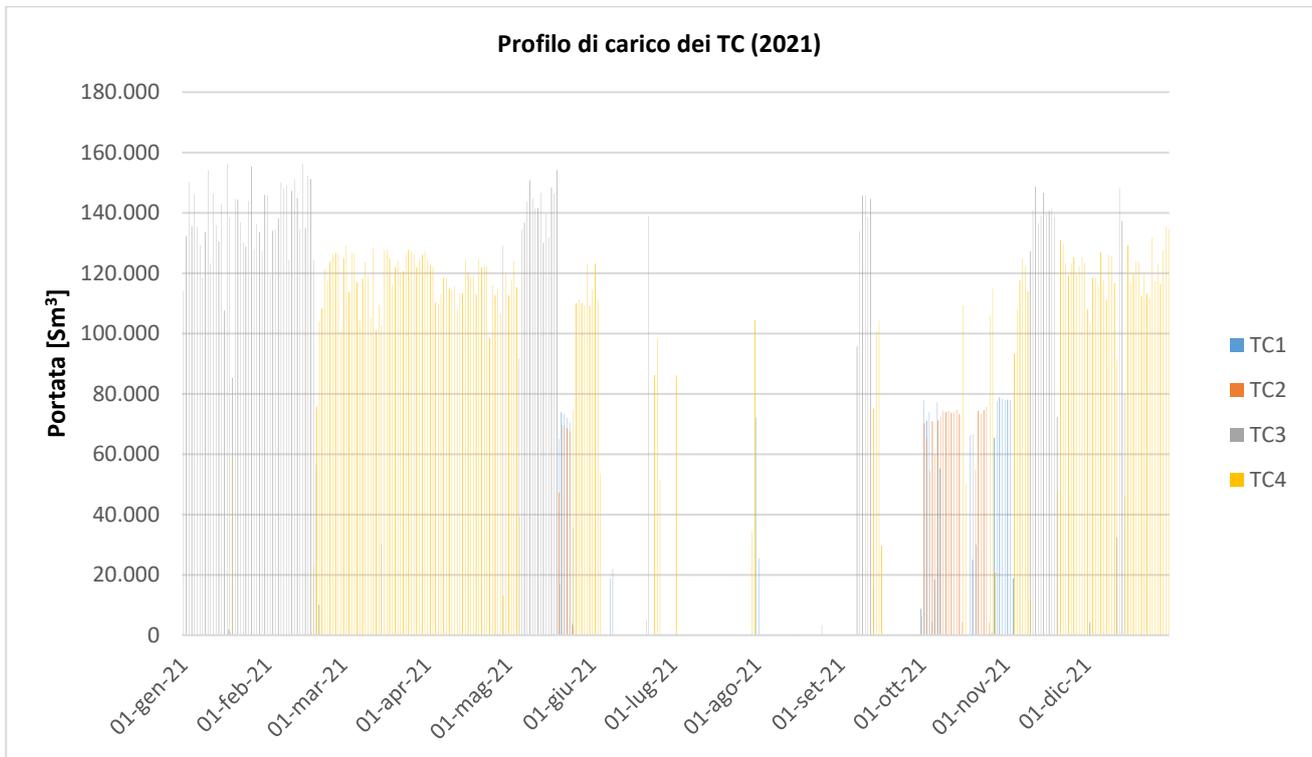


Figure 4-2: Gas naturale - Curva di carico annua

Nel grafico successivo viene analizzato il profilo di carico mensile, suddiviso per singola unità di compressione. Si rileva subito che le unità a maggior consumo di energia sono i turbocompressori TC3 e TC4, che vengono utilizzati in maniera preferenziale a causa delle loro migliori prestazioni in termini di potenza nominale, ma anche per le performance ambientali più elevate per quanto riguarda il TC3, ovvero il più recente se si considera il periodo di installazione.

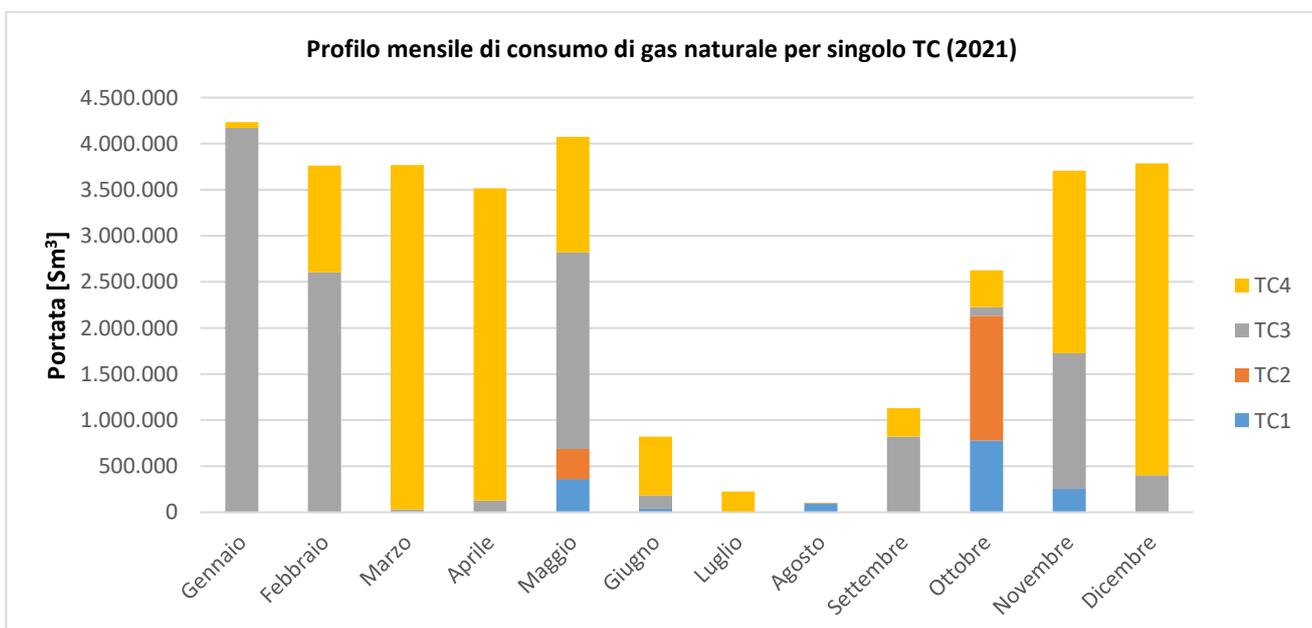


Figura 4-3: Gas naturale - Curva di carico mensile TC



Non essendoci un allineamento costante lungo la curva di carico, si è deciso di approfondire a campione l'andamento giornaliero per i mesi di gennaio, ottobre ed agosto, in quanto risultano essere rispettivamente il periodo più energivoro, quello in cui risulta apprezzabile l'attività di tutte le unità di compressione e il mese con poche giornate di attività.

Il mese di gennaio risulta essere fortemente dipendente dalla stagionalità del consumo di gas naturale e dalla richiesta lungo la rete di trasporto; si registra infatti un consumo costante ed elevato per tutto il periodo considerato. Si osserva come l'andamento dei turbocompressori sia praticamente rappresentativo del solo TC3, il quale ha funzionato ininterrottamente per tutto il mese; seguono il TC4 con picco di funzionamento il 19 gennaio, e il TC1 il giorno 18 più qualche ora in regime di prova. È rimasto invece disattivato il TC2.

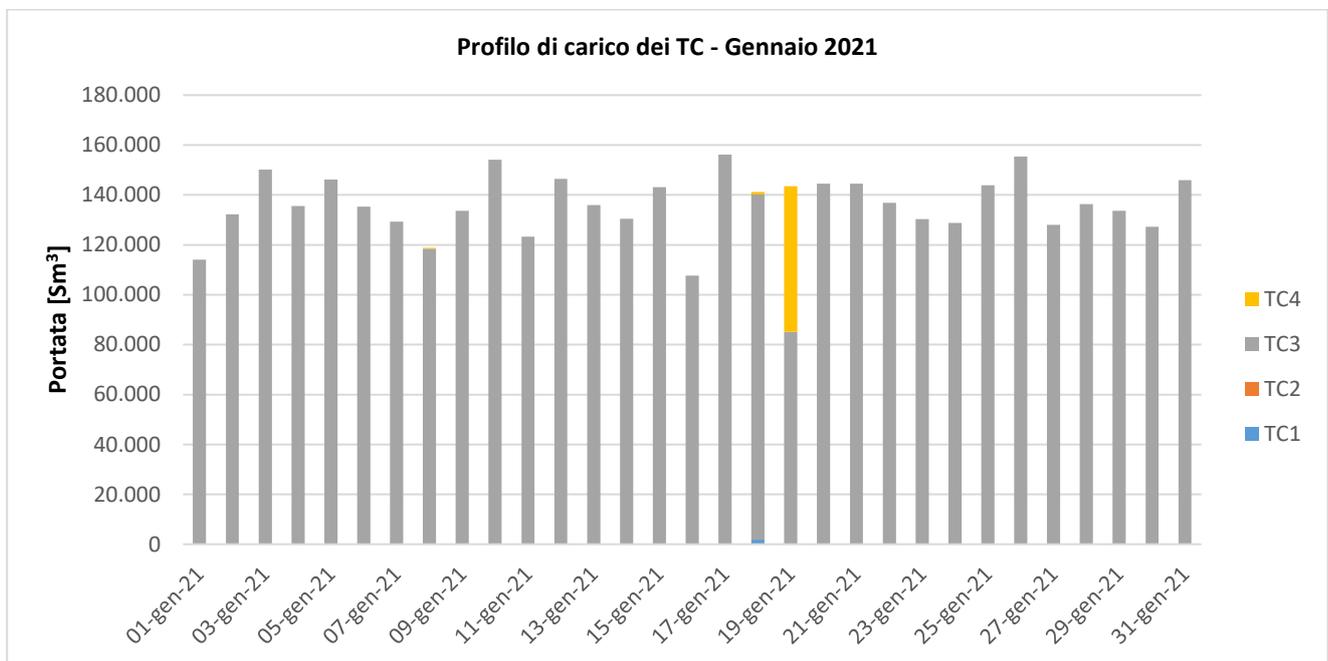


Figura 4-4: Curva di carico del GN - gennaio 2021

La dipendenza dalla stagionalità si riscontra anche per il mese di novembre, quando la domanda del gas naturale cresce esponenzialmente in concomitanza con l'inizio di temperature più rigide. Inoltre, a prova di quanto detto prima, anche nel mese con maggior richiesta di funzionamento dell'impianto, si preferisce utilizzare maggiormente i due turbocompressori TC3 e TC4 a causa delle loro migliori performance rispetto ai primi due.

Contrariamente ad agosto, ovvero il mese a minor richiesta di gas trasportato, le attività sono fortemente limitate a sporadiche accensioni di un paio di compressori, con un livello di portata che supera di poco e per un solo giorno i 70.000 Sm³, quindi la metà rispetto ai mesi di maggior consumo.

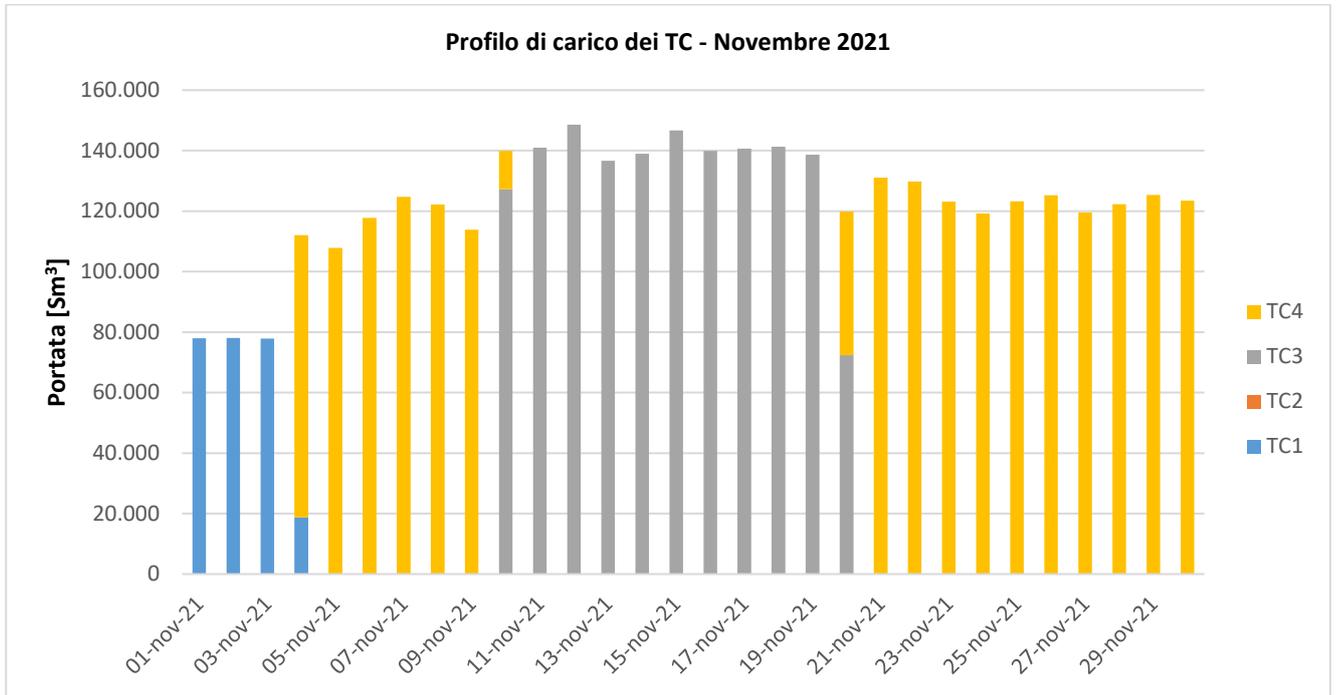


Figura 4-5: Curva di carico del GN – novembre 2021

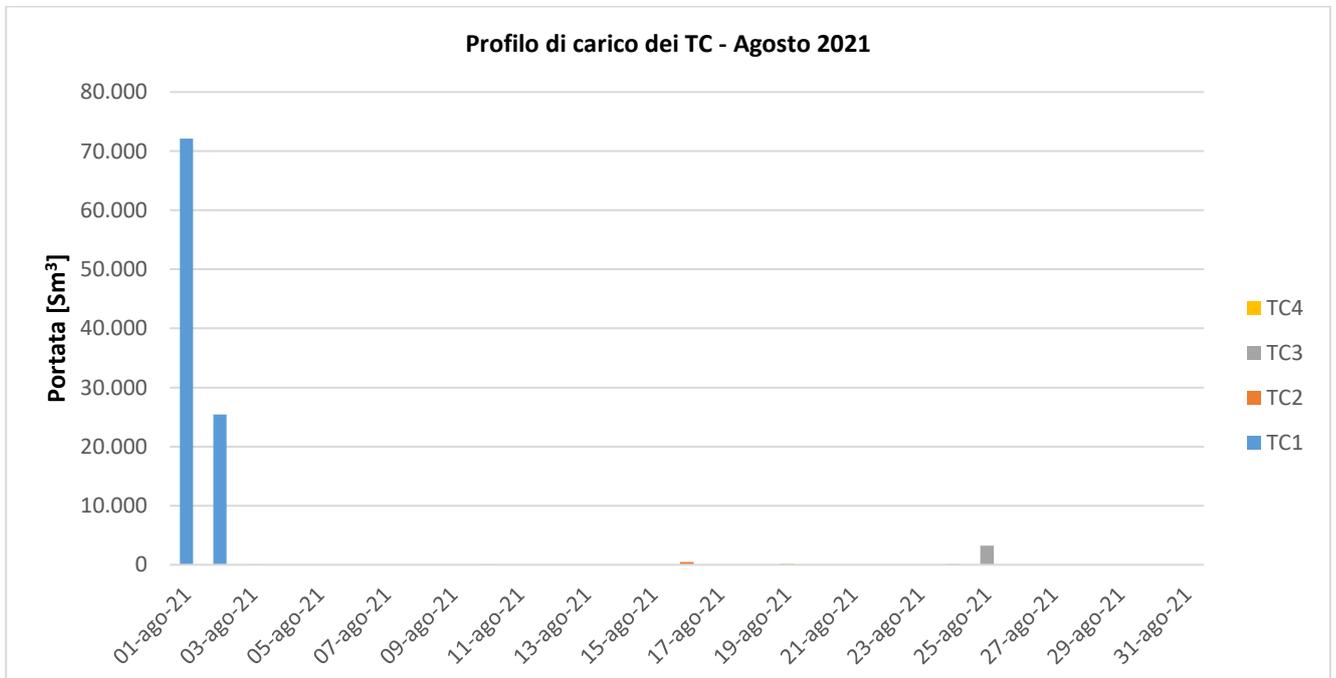


Figura 4-6: Curva di carico del GN - agosto 2021

4.1.2 Profili di carico di energia elettrica

In linea con quanto già fatto per il gas naturale, si riporta di seguito 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. Di seguito il profilo di carico dell'energia elettrica con dettaglio mensile:

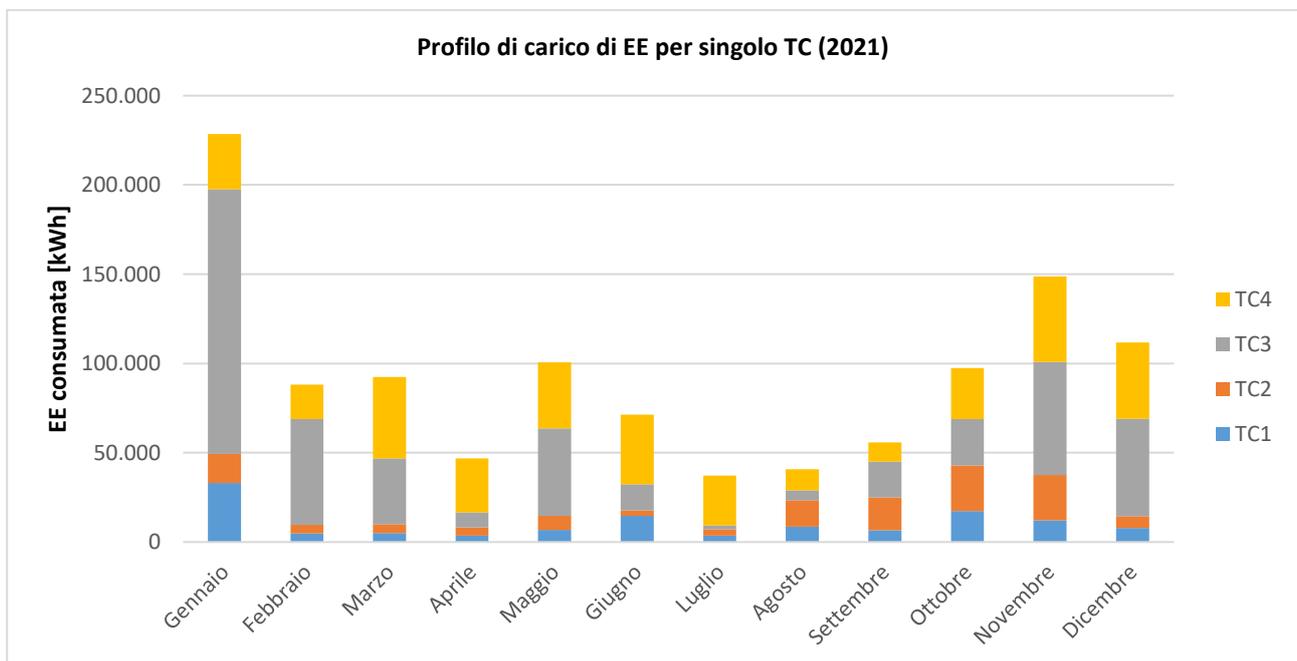


Figura 4-7: Profilo di carico EE per singolo TC



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	100%	MC	100%	--	--	--	--
Servizi ausiliari	Preriscaldamento	MC	73%	MC	100%	--	--	--	--
	Recupero gas	C		--					
	Aria compressa servizi e strumenti	C		--					
Servizi Generali	Climatizzazione uffici e cabinati	C	0%	MC	100%	--	100%	--	100%
	Illuminazione	C		--					
	Sistemi ausiliari	C		--					
	Sistema di emergenza	S		--					
	Parco veicolare	--		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, riscaldamento uffici e cabinati.

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.

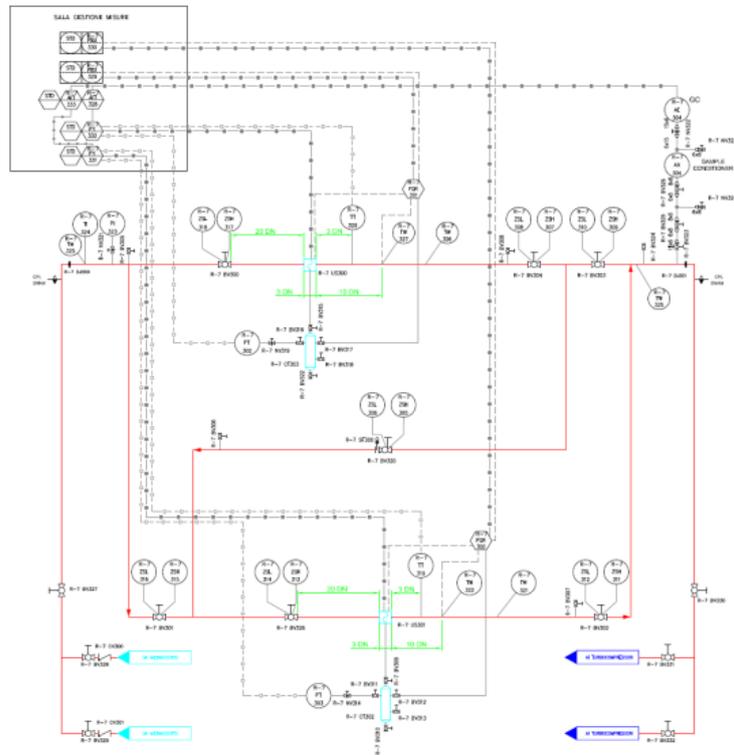


Figure 4-8: Linee di misure fiscali con contatori ultrasonici (alimentazione turbocompressori)

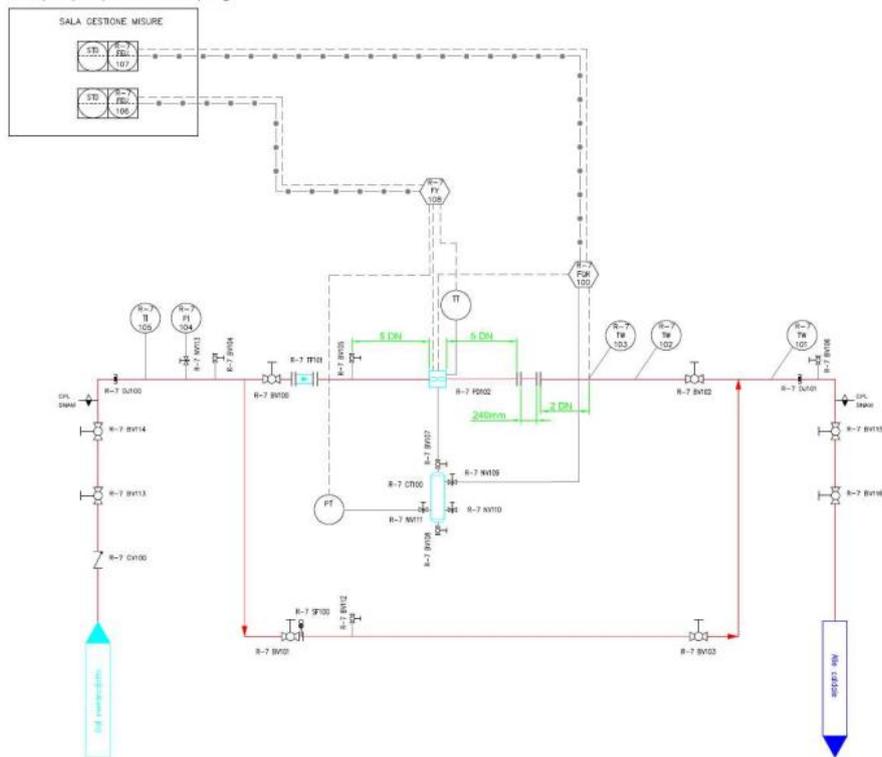


Figure 4-9: Linee di misure fiscali con misuratore a piston rotanti (alimentazione caldaie)



21/01751

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICARev. 00
Data: 15/11/2022
Pag. 43/74

Attività	Linea/Utenza	Marca	Modello	Matricola	Fiscale
Compressione	Linea 1 ad ultrasuoni per TC	WIGERSMA	UNIGAS300	27021728	SI
	Linea 1 ad ultrasuoni per TC	FIMIGAS	ICARUS	ICDLC16003	SI
	TC1	ELSTER-INSTROMET	Q.SONIC-4	5107-TIP-5	NO
	TC2	ELSTER-INSTROMET	Q.SONIC-4	3545	NO
	TC3	ELSTER-INSTROMET	Q.SONIC-4	3546	NO
	TC4	FLAWSICK	FLAWSIC600	15388305	NO
	Contocalorie Preriscaldamento Fuel	METRIMA	Energy Meter SVM F2	715780	NO
Preriscaldamento e Climatizzazione	Caldaie B1-B2-B3	FIMIGAS	ICARUS	IC16046	SI
	B1	ELSTER	EK 230	4404577	NO
	B2	ELSTER	EK 230	4404578	NO
	B3	ELSTER	EK 230	4204780	NO
	Contocalorie Riscaldamento cabinati	METRIMA	Energy Meter SVM F3	718121	NO
	Contocalorie Riscaldamento uffici	METRIMA	Energy Meter SVM F4	715759	NO

Tabella 4-3 Contatori termici

UTENZE ELETTRICHE

Le misure elettriche vengono effettuate in continuo per i quattro turbocompressori, i relativi ausiliari e l'energia elettrica utilizzata per i singoli cabinati. Vengono registrati anche i dati relativi alle tre caldaie dove, sottese all'apposito contatore, si collocano anche le utenze pompe della centrale termica.

È presente, inoltre, un contatore ulteriore 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
Misura ENEL	Tutta la centrale	ACTARIS	SL7000	513444	SI
Compressione	TC1	SCHNEIDER ELECTRIC	FDM121	--	NO
	TC2	SCHNEIDER ELECTRIC	FDM121	--	NO
	TC3	SCHNEIDER ELECTRIC	FDM121	--	NO
	TC4	SCHNEIDER ELECTRIC	FDM121	--	NO
Preriscaldamento e Climatizzazione	B1-B2-B3	SCHNEIDER ELECTRIC	FDM121	--	NO

Tabella 4-4: Contatori elettrici

ALTRE UTENZE

Sono inoltre presenti consumi di gasolio e di benzina, i primi imputabili oltre che all'utilizzo del parco veicolare, anche ai sistemi sicurezza ed antincendio dello stabilimento, quali il gruppo elettrogeno e la motopompa antincendio presente. 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.



4.3 Variabili energetiche e fattori di aggiustamento

Gli Energy drivers considerati nelle elaborazioni dei dati sono:

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

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	2021	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	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 2021

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
Benzina	0,744	Kg/l	43,128	MJ/kg	Inventario Nazionale UNFCCC

Tabella 4-6: Proprietà fisiche dei combustibili in condizioni di riferimento (2021)



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 da fatture e dalle statistiche nazionali raccolte dagli enti di riferimento:

- 0,26 €/KWh per l'energia elettrica acquistata da rete (dato ricavato dalla media delle fatture)
- 1,49 €/l per il gasolio del parco veicolare (dati annuali forniti dal MISE¹)
- 1,63 €/l per la benzina del parco veicolare (dati annuali forniti dal MISE²)
- 1,19 €/kg per il gas metano del parco veicolare (dati medio da Assogasmetano³)

¹ <https://dgsaie.mise.gov.it/prezzi-mensili-carburanti>

² <https://dgsaie.mise.gov.it/prezzi-mensili-carburanti>

³ <https://www.assogasmetano.it/distributori/prezzo-medio-nazionale>

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 2021, suddivisi per uso e vettore energetico, espressi in kWh 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 2021.

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 tre 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, essendo prelevato dalla stessa rete di distribuzione.

Analizzando l'uso dei singoli vettori, in base a quanto già riportato nel Paragrafo 3.5, il vettore energetico predominante è il gas naturale, il quale rappresenta il 99,39% dei consumi energetici finali dell'intero stabilimento. Il vettore energia elettrica identifica circa lo 0,59% del fabbisogno energetico totale, mentre la parte restante (0,02%) è rappresentata da gasolio e benzina.

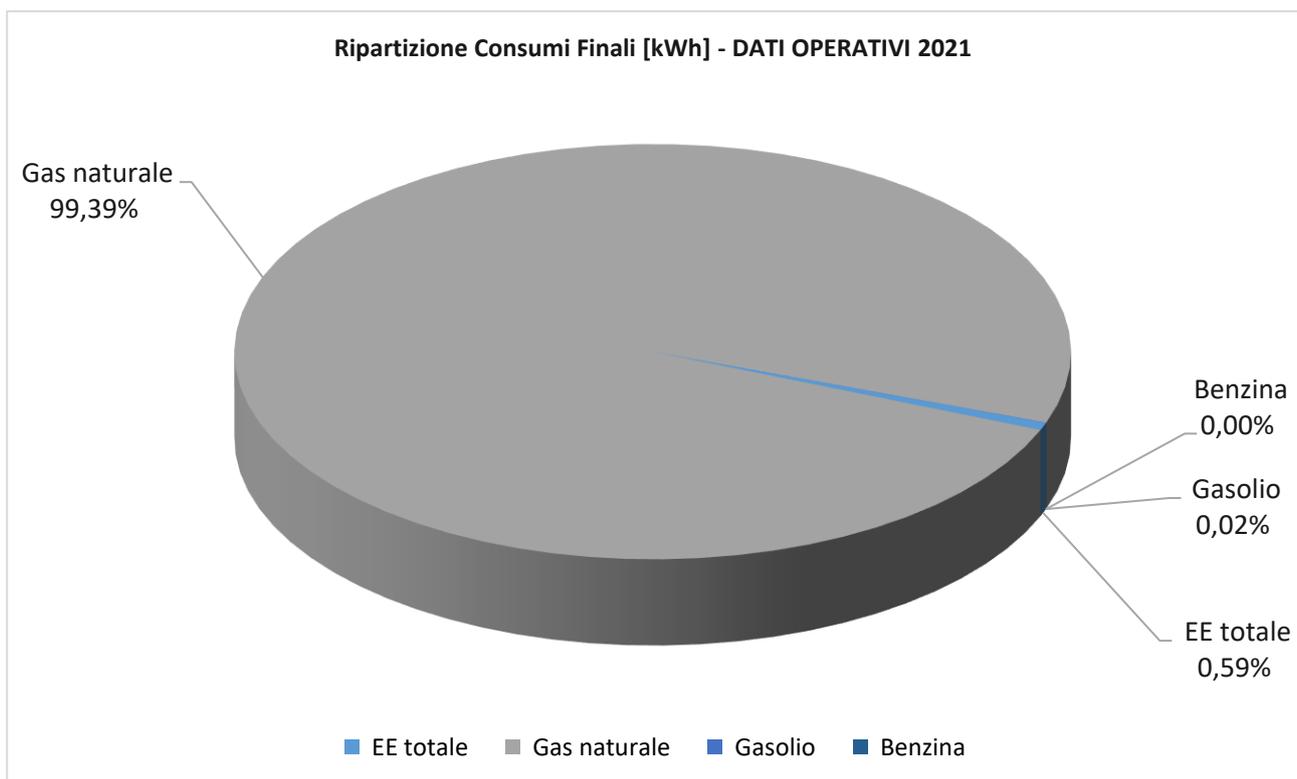


Figura 6-1: Ripartizione dei consumi finali per vettore

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**, il quale copre il 99,30% dei consumi totali dell'intero stabilimento.

	21/01751
RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICA	Rev. 00 Data: 15/11/2022 Pag. 47/74

Gli altri usi energetici maggiormente significativi sono rappresentati da:

- Preriscaldamento (circa lo 0,37% dei consumi totali);
- Climatizzazione uffici e cabinati (circa il 0,28% dei consumi totali).

Per quanto riguarda invece gli altri usi energetici incidono tutti per molto meno dello 0,1%.

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 kWh e fanno riferimento al totale consumato nell'anno di riferimento 2021 per ciascun uso.



21/01751

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICA

Rev. 00
Data: 15/11/2022
Pag. 48/74

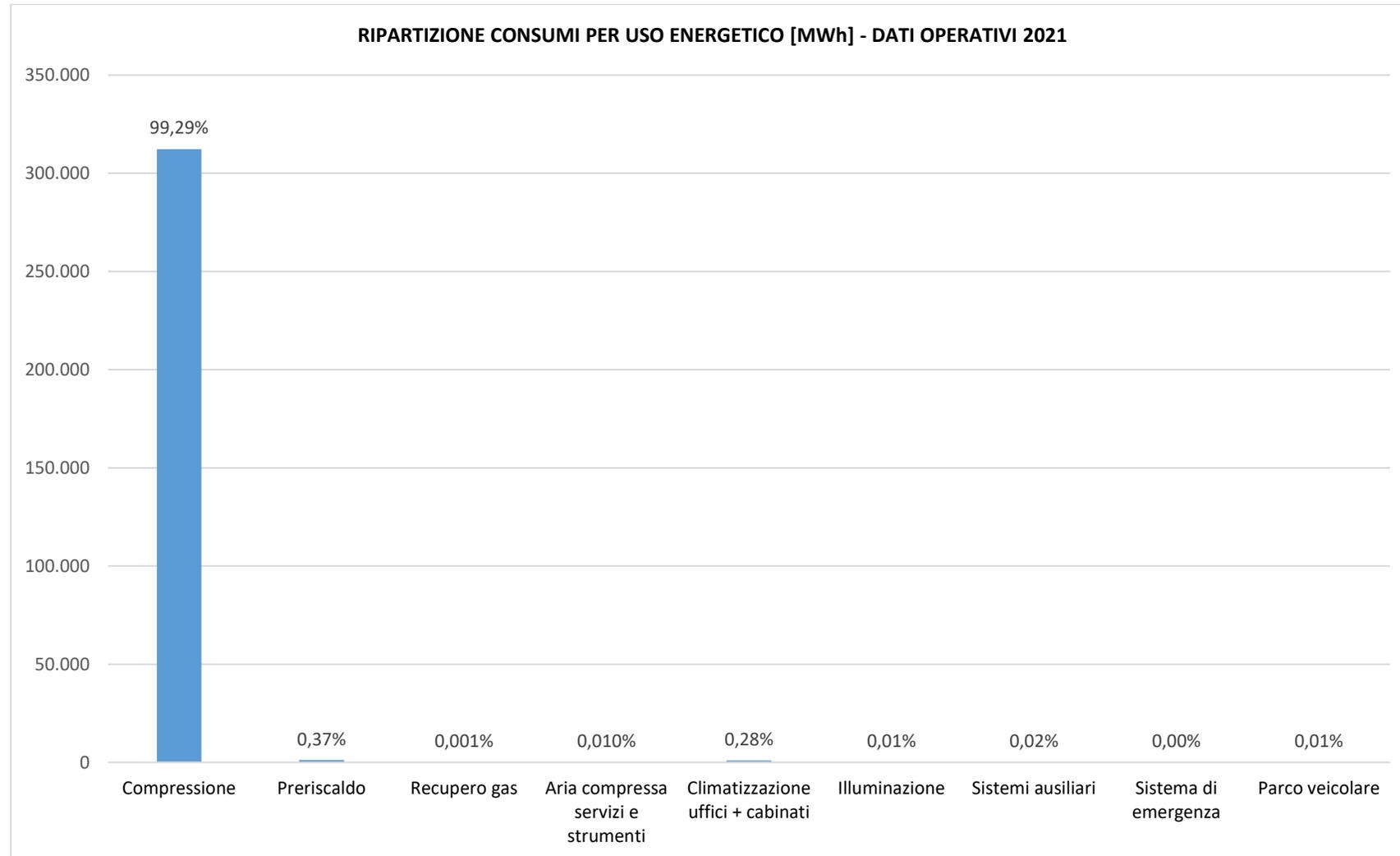


Figura 6-2 Ripartizione dei consumi finali per uso energetico



21/01751

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICA

Rev. 00
Data: 15/11/2022
Pag. 49/74

Anno 2021											
Tipologia	Attività	EE [kWh]	EE [kWh]	GAS NATURALE [Sm ³]	GAS NATURALE [kWh]	GASOLIO [t]	GASOLIO [kWh]	Benzina [t]	Benzina [kWh]	CONSUMI FINALI [kWh]	% CONSUMO FINALE
Attività Principali	Compressione	1.119.631,36	1.119.631,36	31.753.384,00	311.191.983,58	0,00	0,00	0,00	0,00	312.311.614,95	99,29%
Servizi Ausiliari	Preriscaldamento	99.026,00	99.026,00	107.609,00	1.054.598,09	0,00	0,00	0,00	0,00	1.153.624,09	0,37%
	Recupero gas	4.446,12	4.446,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4.446,12	0,001%
	Aria compressa servizi e strumenti	32.850,00	32.850,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	32.850,00	0,010%
Servizi Generali	Climatizzazione uffici e cabinati	446.306,43	446.306,43	44.836,00	439.405,25	0,00	0,00	0,00	0,00	885.711,69	0,28%
	Illuminazione	29.205,23	29.205,23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	29.205,23	0,01%
	Sistemi ausiliari	67.865,70	67.865,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	67.865,70	0,02%
	Sistema di emergenza	2.295,00	2.295,00	0,00	0,00	0,85	10.077,42	0,00	0,00	12.372,42	0,00%
	Parco veicolare	0,00	0,00	228,95	2.243,81	3,19	38.014,67	0,94	0,00	40.258,48	0,01%
	TOTALE OPERATIVO	1.801.625,84	1.801.625,84	31.906.057,95	312.688.230,74	4,04	48.092,09	0,94	0,00	314.537.948,67	100,0%
	TOTALE EFFETTIVI (fatture)	1.857.953,00		31.906.057,95		4,04		0,94		314.594.287,03	
Scostamento	-56.327,16		0,00		0,00		0,00		-56.338,36		
Errore %	-3,03%		0,00%		0,00%		0,00%		-0,02%		

Tabella 6-1: Modello energetico 2021

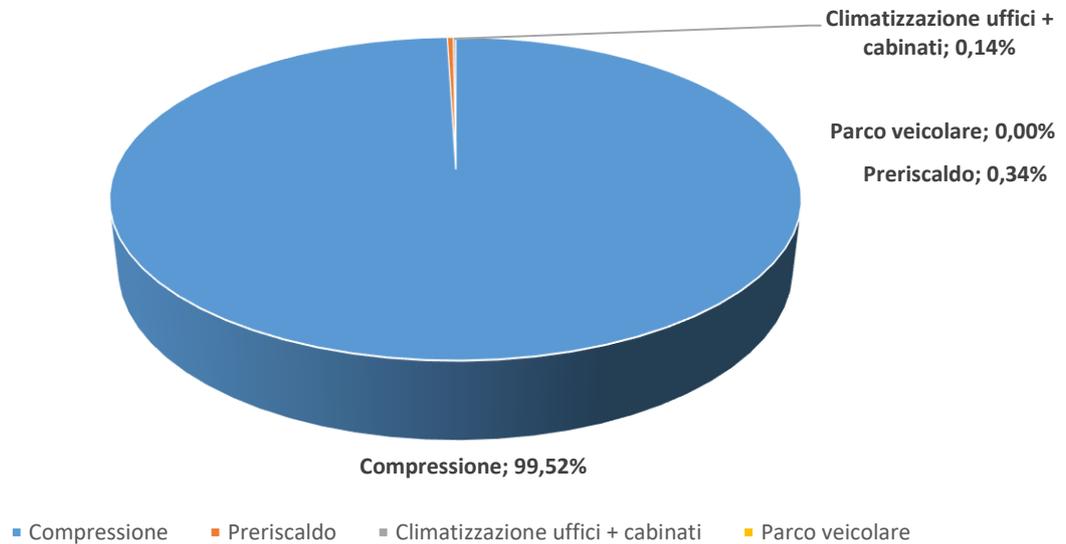
RIPARTIZIONE CONSUMI GAS NATURALE PER USO ENERGETICO - DATI OPERATIVI 2021


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

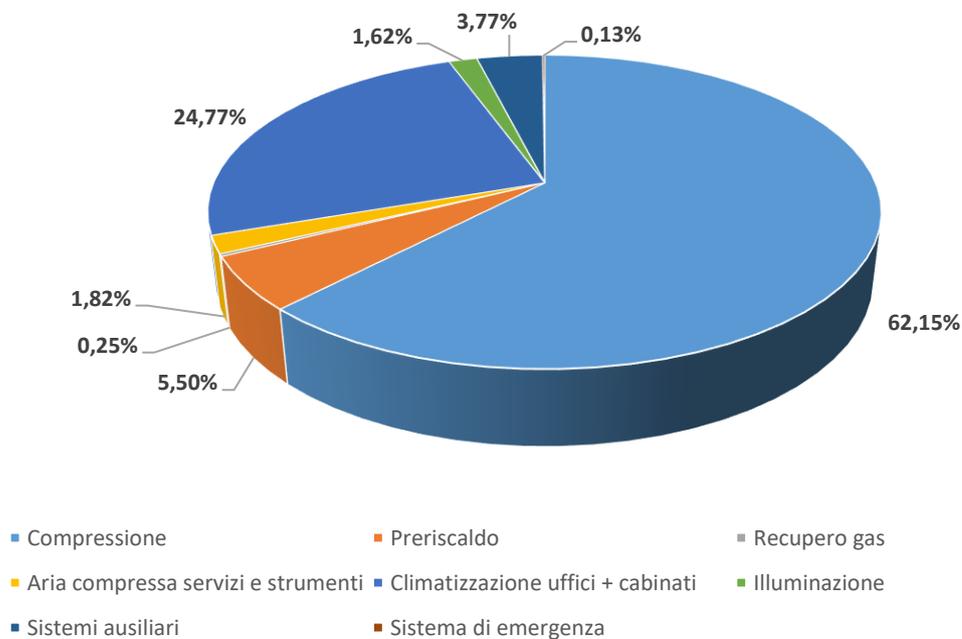
RIPARTIZIONE CONSUMI ENERGIA ELETTRICA PER USO ENERGETICO - DATI OPERATIVI 2021


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

RIPARTIZIONE CONSUMI GASOLIO PER USO ENERGETICO - DATI OPERATIVI 2021

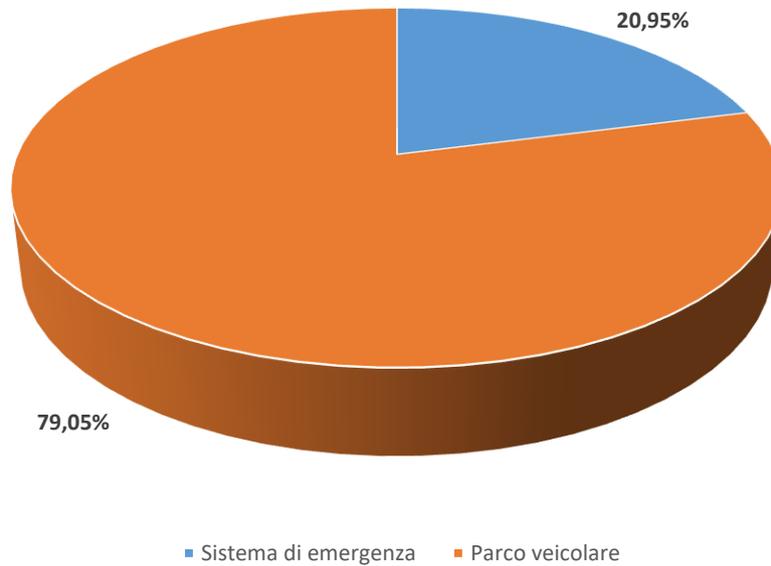


Figure 6-5: Ripartizione dei consumi per uso energetico – gasolio

Si trascura volutamente il vettore energetico benzina in quanto è ripartito solamente sul parco veicolare.

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.

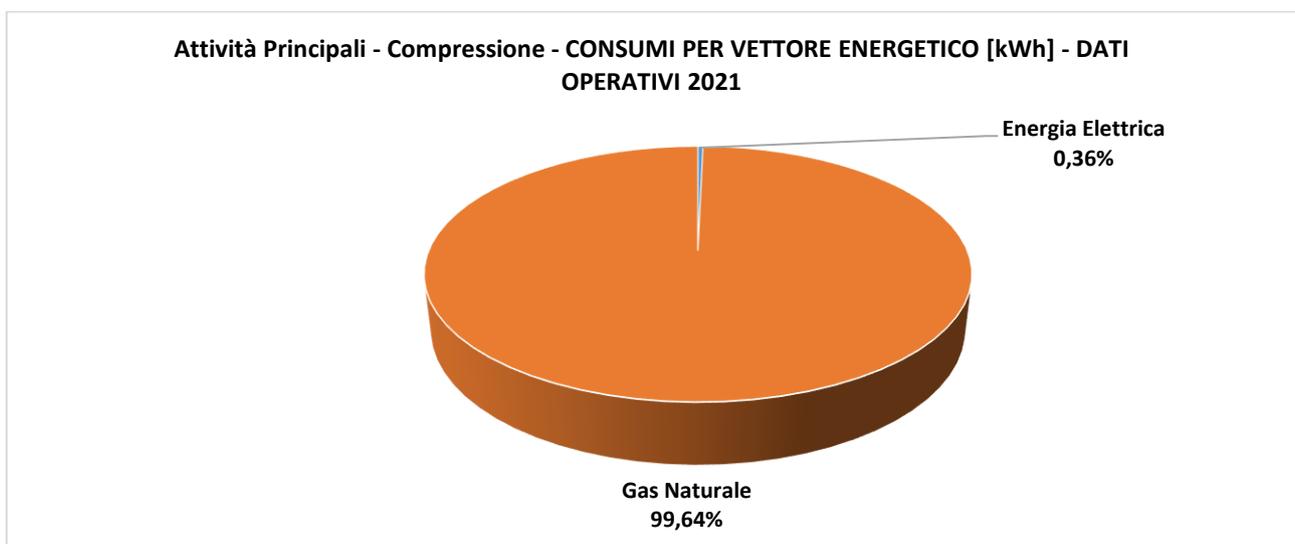


Figura 6-6: Compressione – ripartizione consumi per vettore energetico

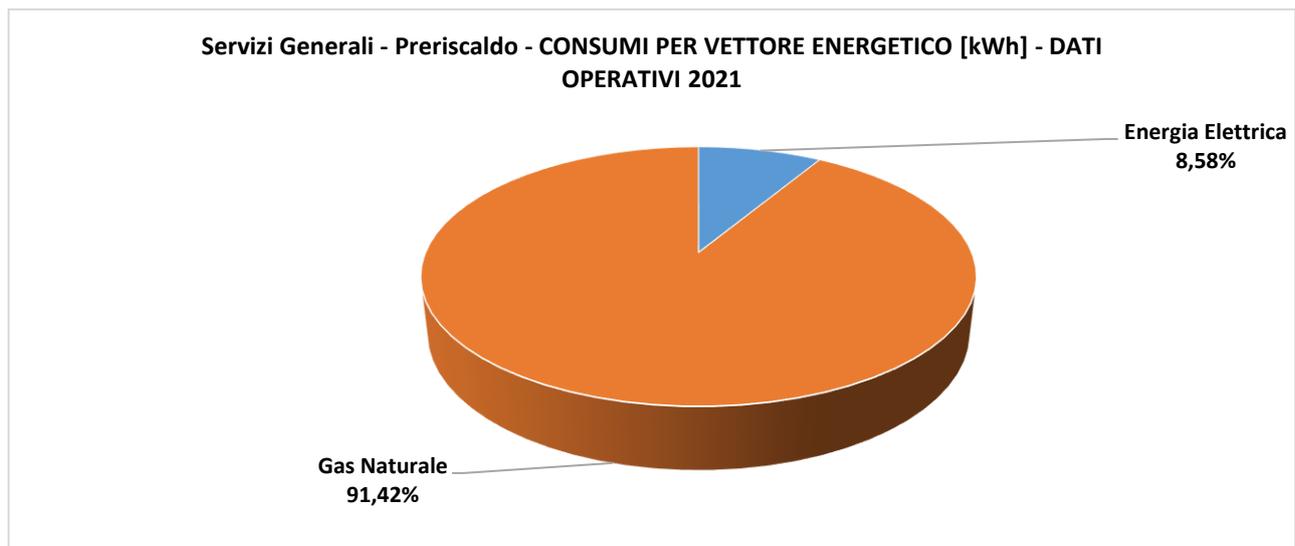


Figure 6-7: Preriscaldamento – ripartizione consumi per vettore energetico

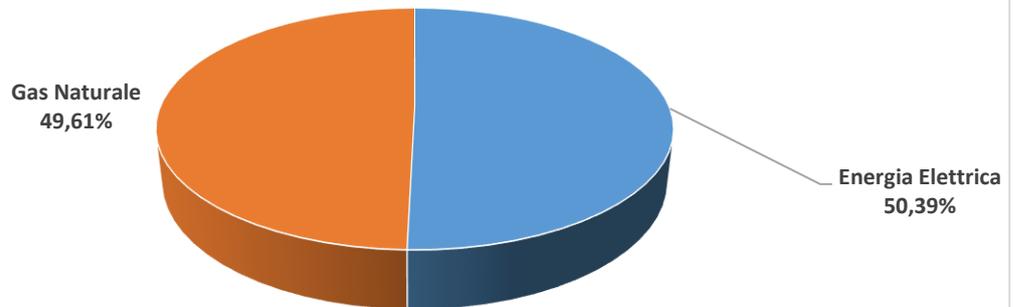
Servizi Generali - Climatizzazione - CONSUMI PER VETTORE ENERGETICO [kWh] - DATI OPERATIVI 2021


Figure 6-8: Climatizzazione - ripartizione consumi per vettore

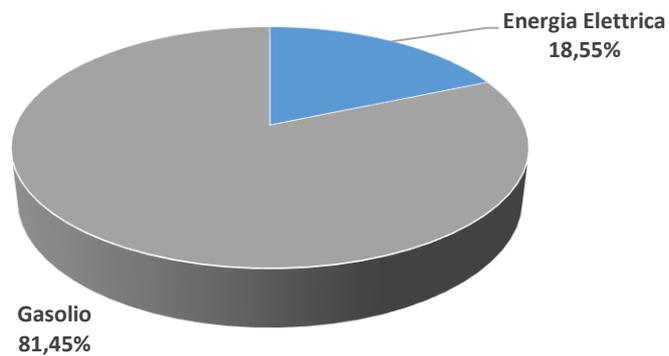
Servizi Generali - Sistemi di Emergenza - CONSUMI PER VETTORE ENERGETICO [kWh] - DATI OPERATIVI 2021


Figure 6-9: Sistema di emergenza - ripartizione consumi per vettore

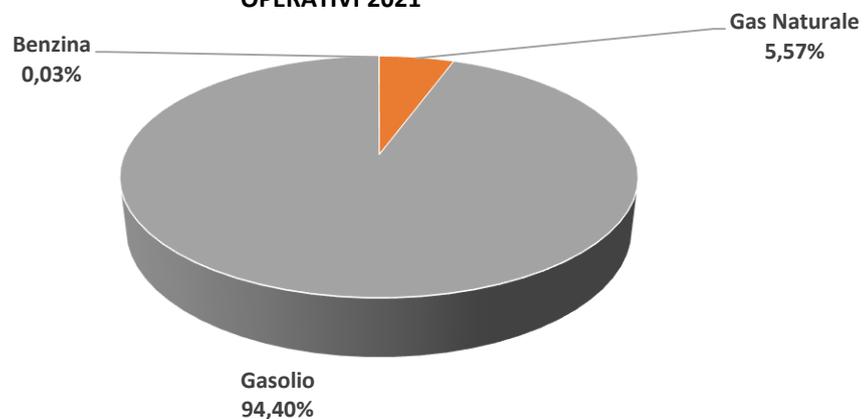
Servizi Generali - Parco Veicolare - CONSUMI PER VETTORE ENERGETICO [kWh] - DATI OPERATIVI 2021


Figure 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 l'Attività Principale.

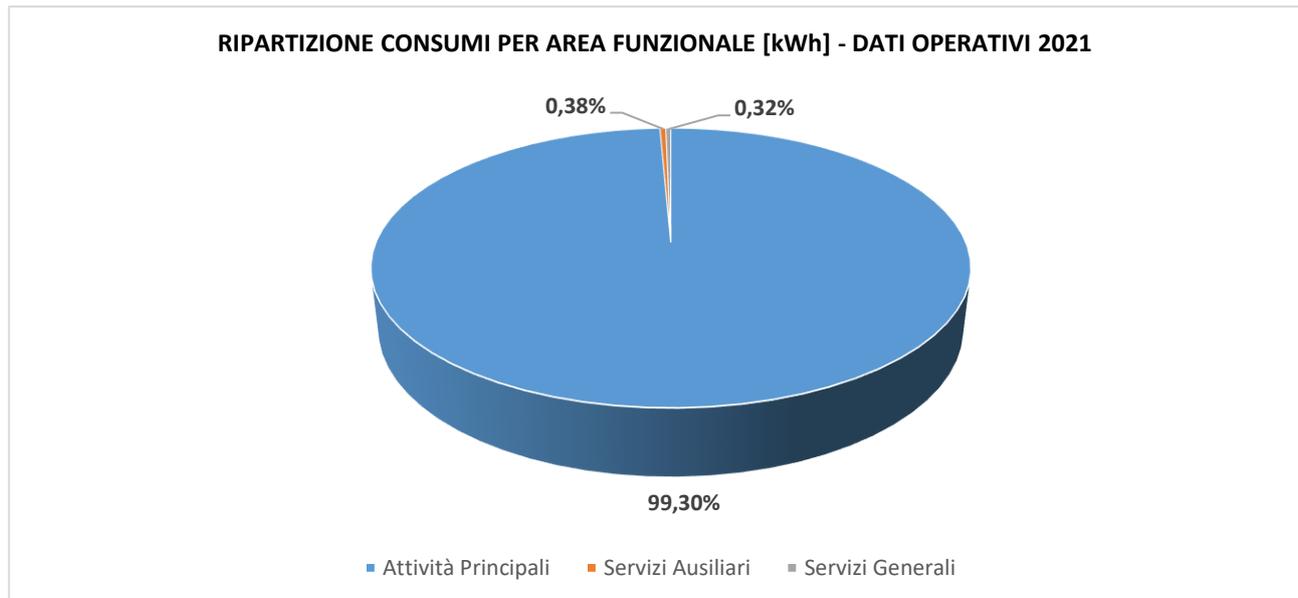


Figura 7-1: Ripartizione dei consumi finali per area funzionale

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 99,3%.

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.

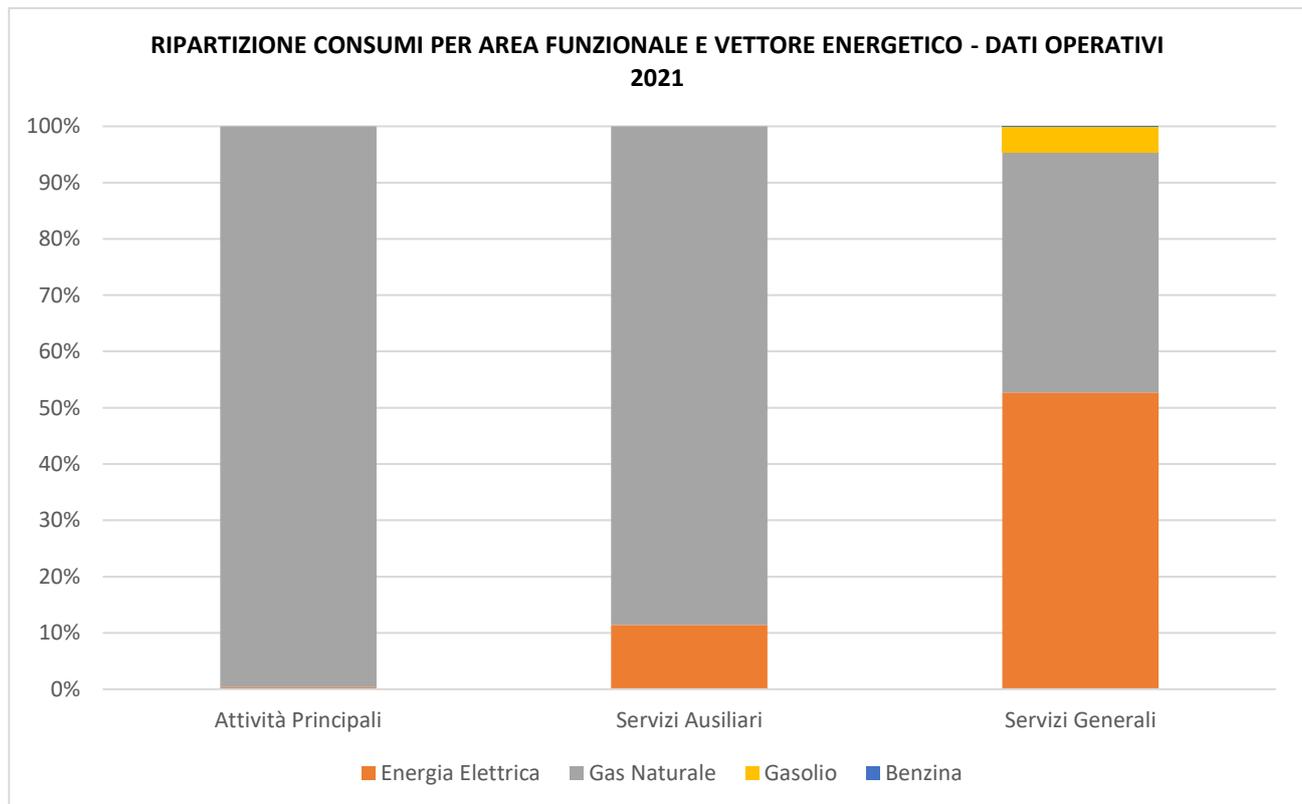


Figure 7-2: Ripartizione dei consumi per area funzionale e vettore energetico

Volendo approfondire ulteriormente il modello energetico, ed escludendo l'uso "Compressione" del quale si è discusso in precedenza, si osserva che il "Preriscaldamento" è l'uso energetico più significativo fra gli usi rimasti, che consuma sia energia elettrica che gas naturale. In successione si trovano i consumi elettrici e di gas naturale per l'attività di "Climatizzazione" degli uffici e dei cabinati, seguita dai "Sistemi Ausiliari".

Il parco veicolare e i sistemi di emergenza sono invece gli unici che utilizzano gasolio e benzina per i soli automezzi.

Di seguito si trova l'andamento dei consumi succitati.

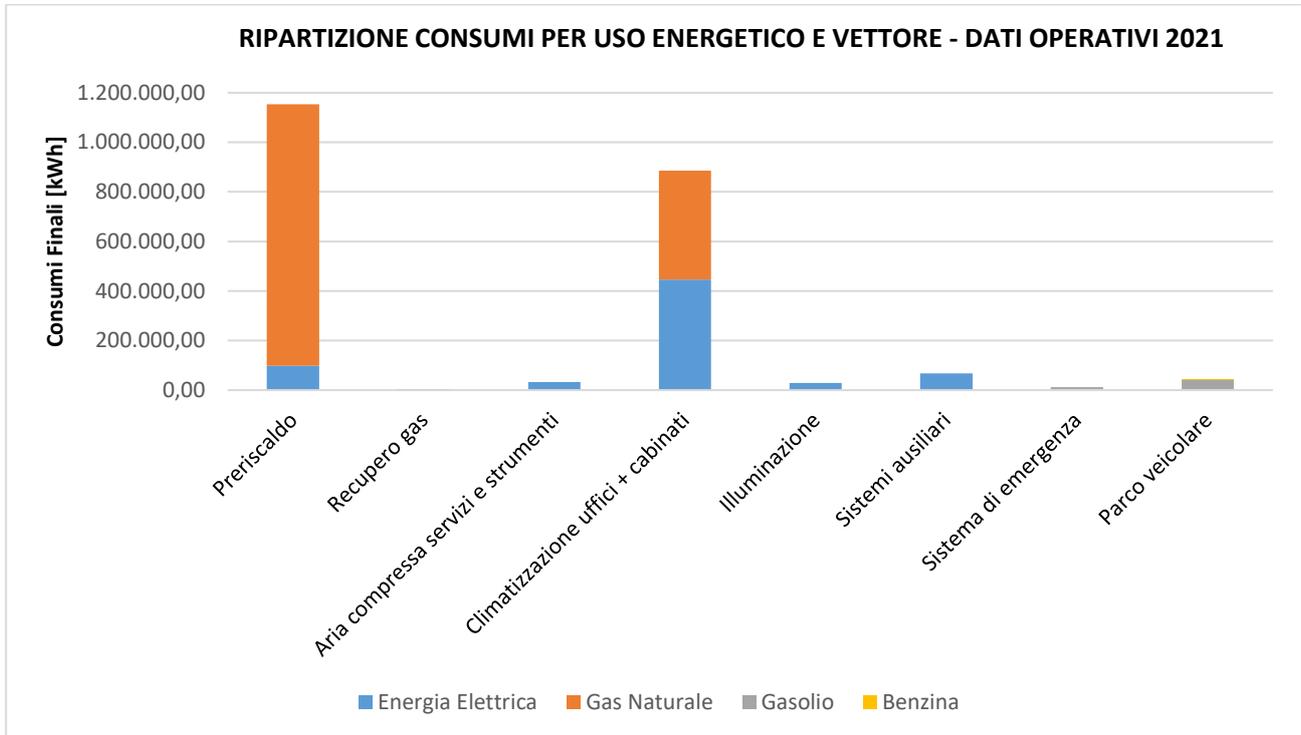


Figure 7-3: Ripartizione dei consumi per uso e vettore energetico.

7.1.1 Energia elettrica

Gli usi energetici elettrici considerati sono riportati nella seguente tabella:

USO ENERGETICO	AMBITO	NOTE
Compressione	Attività Principali	Ausiliari alla compressione: - Sistema di lubrificazione con olio - Illuminazione cabinati - Sistema di ventilazione - Sistema di avviamento
Preriscaldamento/Riscaldamento uffici e cabinati	Servizi Ausiliari	N° 3 caldaie di preriscaldamento e relativi bruciatori
Recupero gas	Servizi Ausiliari	N°1 elettrocompressore (MK-1)
Aria compressa	Servizi Ausiliari	N° 2 compressori per servizi e strumenti
Climatizzazione	Servizi Generali	N°2 gruppi frigo ad assorbimento N° 9 pompe fluidi N° 12 aerotermini officina N° 30 fancoils per n.2 sale controllo N° 17 fancoil per palazzina uffici
Illuminazione	Servizi Generali	Illuminazione esterna: N° 94 pali luce, n° 15 torri faro e n° 6 proiettori Atex Illuminazione interna: N° 333 lampade e plafoniere (per cabinati e uffici)
Sistemi ausiliari	Servizi Generali	Postazioni PC, attuatori elettrici, apparecchiature elettroniche varie, forza motrice
Sistema di emergenza	Servizi Generali	- N° 1 gruppo elettrogeno - N°1 elettropompa - N° 1 pompa jockey

Tabella 7-1: Utenze elettriche

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

- Tra le Attività Principali, è la "Compressione" a consumare la maggior parte di energia elettrica (62,1% del totale di Energia Elettrica);
- Tra i Servizi Ausiliari, l'uso energetico più significativo è rappresentato dal "Preriscaldamento" al quale è associato il 5,5% del consumo elettrico dell'intero sito;
- Tra i Servizi Generali, la "Climatizzazione" è l'uso energetico più rilevante (24,8% del totale di Energia Elettrica), seguito da "Sistemi Ausiliari" ed "Illuminazione".

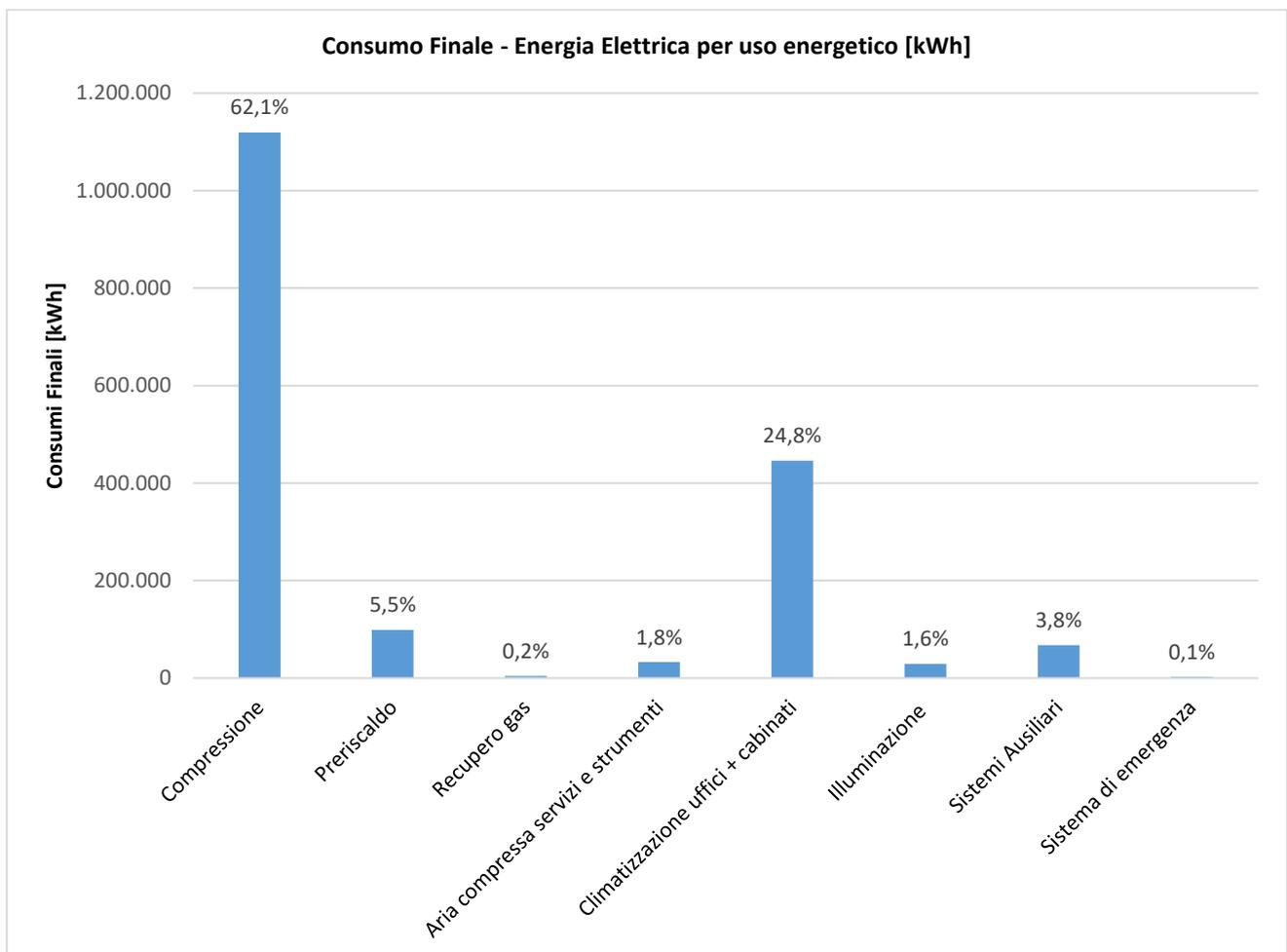


Figura 7-4: Ripartizione di energia elettrica per uso energetico



Per l'anno di riferimento della diagnosi, 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 di consumi energetici derivanti da calcoli, si sono considerati anche adeguati valori di coefficienti di carico, rendimento e fattore di utilizzo.

- **Compressione**

I consumi vengono rilevati attraverso dei misuratori dedicati ai singoli cabinati nei quali si trovano le unità di compressione e i relativi ausiliari, costituiti dal sistema di avviamento, il sistema di lubrificazione olio e il sistema di ventilazione per il mantenimento in depressione dell'ambiente, l'illuminazione cabinato, e il sistema di movimentazione tramite carriponte. Per quanto riguarda invece il monitoraggio dei consumi legati al TC4 sono esclusi i dati riguardanti l'illuminazione delle sezioni e degli oil coolers.

Si riportano di seguito i consumi rilevati per i rispettivi contatori:

Consumi elettrici cabinati [kWh]				
Mese	TC1	TC2	TC3	TC4
Gennaio	33.140	16.159	148.265	30.939
Febbraio	4.809	4.761	59.318	19.223
Marzo	5.003	5.092	36.715	45.630
Aprile	3.501	4.774	8.393	30.123
Maggio	6.794	7.938	48.996	36.899
Giugno	14.688	3.026	14.709	38.947
Luglio	3.569	3.539	2.226	27.802
Agosto	8.492	15.005	5.522	11.763
Settembre	6.630	18.393	20.104	10.652
Ottobre	17.388	25.575	25.883	28.656
Novembre	12.080	25.457	63.319	47.916
Dicembre	7.812	6.634	54.650	42.722
Totale	123.906	136.353	488.100	371.272

Tabella 7-2: Cabinati – consumi elettrici

È stata valutata la correlazione dei consumi energetici elettrici rispetto alla portata di gas compresso, ottenendo un ottimo indice di correlazione ($R^2 > 0,95$). Si può assumere che il gas compresso è l'Energy Driver dei consumi di energia elettrica delle unità di compressione. Nella figura di seguito si riporta la significativa correlazione riferita alle singole unità di compressione.

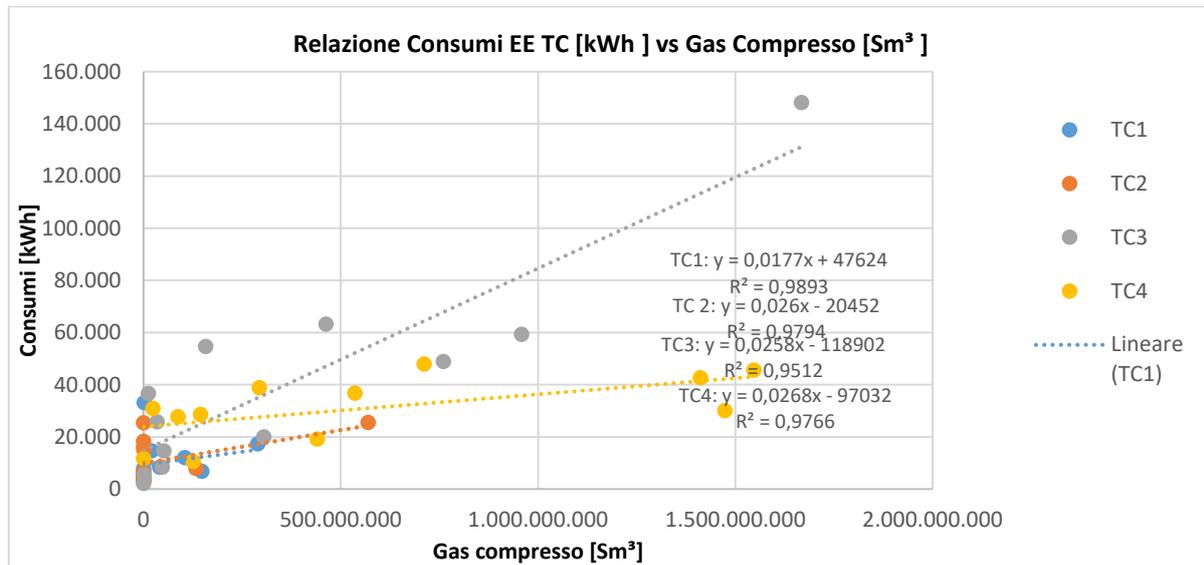


Figura 7-5: Correlazione consumi elettrici dei TC e gas compresso

Sono stati analizzati anche i consumi di energia elettrica dei cabinati rispetto alle ore di funzionamento dei turbocompressori, ma risultano presenti differenti utenze come il sistema di avviamento dei turbocompressori, il sistema di pompaggio dell'olio lubrificante e quello 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. Per tale motivo questa correlazione non viene riportata.

- **Preriscaldamento e riscaldamento edifici (cabinati e uffici)**

I consumi elettrici totali imputabili alle caldaie di preriscaldamento del combustibile e al riscaldamento degli edifici vengono monitorati in continuo con lo stesso dettaglio dei sistemi di misura previsti per i turbocompressori. Rientrano sotto il monitoraggio dell'utenza anche i consumi dovuti ai circuiti PLC che gestiscono le accensioni, le componenti interne delle caldaie, tutto il sistema di pompaggio presente all'interno della centrale termica e un boiler elettrico da 18 W per la preparazione dell'acqua calda sanitaria.

Di seguito il dettaglio mensile dei consumi elettrici registrati:

Consumi elettrici caldaie [kWh]	
Mese	B1-B2-B3
Gennaio	20.617
Febbraio	9.665
Marzo	9.622
Aprile	10.138
Maggio	6.410
Giugno	3.382
Luglio	3.411
Agosto	3.485
Settembre	3.313
Ottobre	8.331
Novembre	10.159
Dicembre	10.493
Totale	99.026

Tabella 7-3: Caldaie – consumi elettrici



21/01751

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICARev. 00
Data: 15/11/2022
Pag. 60/74

- **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	Potenza [kW]	Ore di funzionamento [h]	Consumi [kWh]	Note	TIPO DI DATO
Sistemi ausiliari	10,75	8760	67.865,7	Stampanti, prese FEM, PC portatili e fissi, monitor	Stimato
Illuminazione	32,41	-	29.205,23	Ore di funzionamento stimate in base al tipo di utenza associata	Stimato
Aria compressa	30	1.095	32.850	In base alle esigenze operative per il mantenimento delle pressioni di esercizio; uno dei due compressori funziona in backup all'altro	Stimato
Recupero gas	200	23,62	4.446	Ore di funzionamento registrate pari a 23,62; rendimento ipotizzato pari a 0,85.	Stimato
Pompa Jockey	7,5	300	2250	--	Stimato
Elettropompa	45	1	45	Ipotizzata 1 ora/anno di funzionamento	Stimato
Gruppi frigo (palazzina e sala controllo)	130	8.760	71.587	Per il gruppo dedicato al raffrescamento della palazzina sono state ipotizzate 640 ore di utilizzo tenendo conto degli orari di apertura. Il fattore di utilizzo per entrambi è stato considerato pari a 0,8.	Stimato

Tabella 7-4: Consumi elettrici calcolati

Le utenze misurate risultano essere pari a 1.219 MWh, pari al 68% dei consumi del modello energetico, mentre i dati restanti, pari a 583 MWh, sono stati stimati.



21/01751

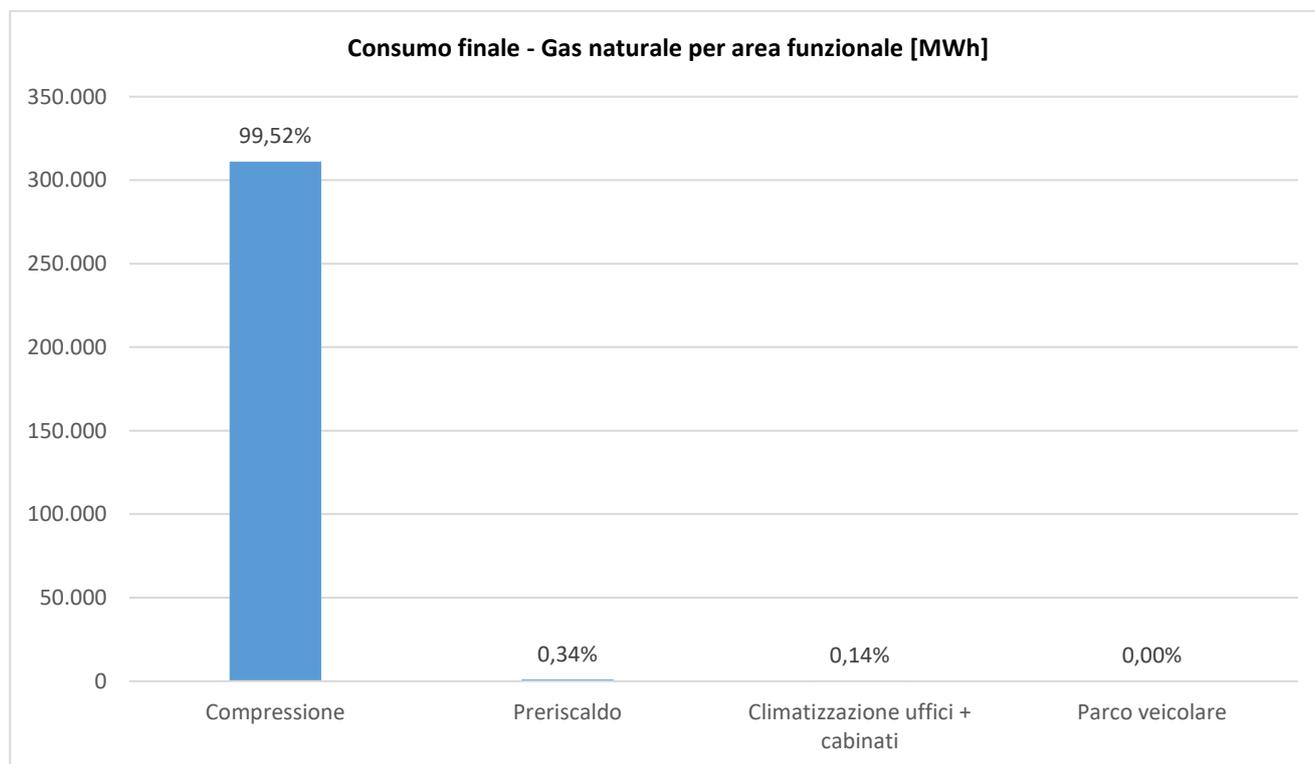
RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICARev. 00
Data: 15/11/2022
Pag. 61/74**7.1.2 Gas naturale**

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

USO ENERGETICO	AMBITO	NOTE
Compressione	Attività Principali	N° 4 unità di compressione
Preriscaldamento	Servizi Ausiliari	N° 3 caldaie
Climatizzazione uffici e cabinati	Servizi Ausiliari	N° 3 caldaie
Parco veicolare	Servizi Generali	N° 1 automezzo

Tabella 7-5: Utenze termiche

Tra gli usi energetici riportati in tabella, la compressione è l'attività che richiede il maggior utilizzo di energia termica, seguita dalla voce preriscaldamento e climatizzazione uffici e cabinati. Per quanto riguarda quest'ultimi due servizi è bene ricordare che le tre caldaie associate sono le medesime; infatti, come già anticipato nel paragrafo 3.3, non esiste una caldaia dedicata esclusivamente al preriscaldamento del fuel gas o alla sola climatizzazione invernale. Solo a valle dei singoli impianti si trovano poi varie diramazioni che seguono le rispettive utenze.

*Figure 7-6: Ripartizione dei consumi termici per uso energetico*



21/01751

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICARev. 00
Data: 15/11/2022
Pag. 62/74**• Compressione**

Il consumo operativo di gas naturale dell'impianto di compressione viene misurato in continuo da strumenti di misura fiscali 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 con dettaglio mensile espressi sia in portata di combustibile utilizzata che di energia termica associata, ottenuta tenendo conto del PCI del gas naturale:

Consumi MESE	TC 1		TC 2		TC 3		TC 4	
	[Sm ³]	[kWh]	[Sm ³]	[kWh]	[Sm ³]	[kWh]	[Sm ³]	[kWh]
Gennaio	1.913	18.748	0	0	4.170.591	40.872.950	59.624	584.332
Febbraio	16	157	0	0	2.607.078	25.550.089	1.154.204	11.311.520
Marzo	5	49	0	0	30.264	296.596	3.739.392	36.647.080
Aprile	3	29	2	20	129.137	1.265.578	3.385.878	33.182.545
Maggio	359.000	3.518.300	326.049	3.195.371	2.134.226	20.916.008	1.256.694	12.315.950
Giugno	40.599	397.881	7	69	144.090	1.412.122	638.159	6.254.135
Luglio	128	1254	108	1.058	104	1.019	224.857	2.203.661
Agosto	97.645	956.948	538	5.273	3.283	32.174	60	588
Settembre	21	206	42	412	820.115	8.037.355	309.492	3.033.108
Ottobre	778.421	7.628.742	1.351.980	13.249.780	96.897	949.618	400.571	3.925.707
Novembre	252.607	2.475.619	11	108	1.472.098	14.426.969	1.982.242	19.426.522
Dicembre	3	29	0	0	402.436	3.943.985	3.382.794	33.152.321
Totale	1.530.361	14.997.963	1.678.737	16.452.089	12.010.319	117.704.462	16.533.967	162.037.469

Tabella 7-6: 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 un valore $R^2 > 0,95$. Si riporta nel grafico sottostante l'andamento ripartito per singole unità di compressione.

La correlazione tra i vari turbocompressori assume un valore di R^2 sempre maggiore a 0,99, sostanzialmente in linea con la correlazione lineare tra le medesime grandezze emersa in fase di diagnosi energetica per le centrali di compressione della società Snam Rete Gas.

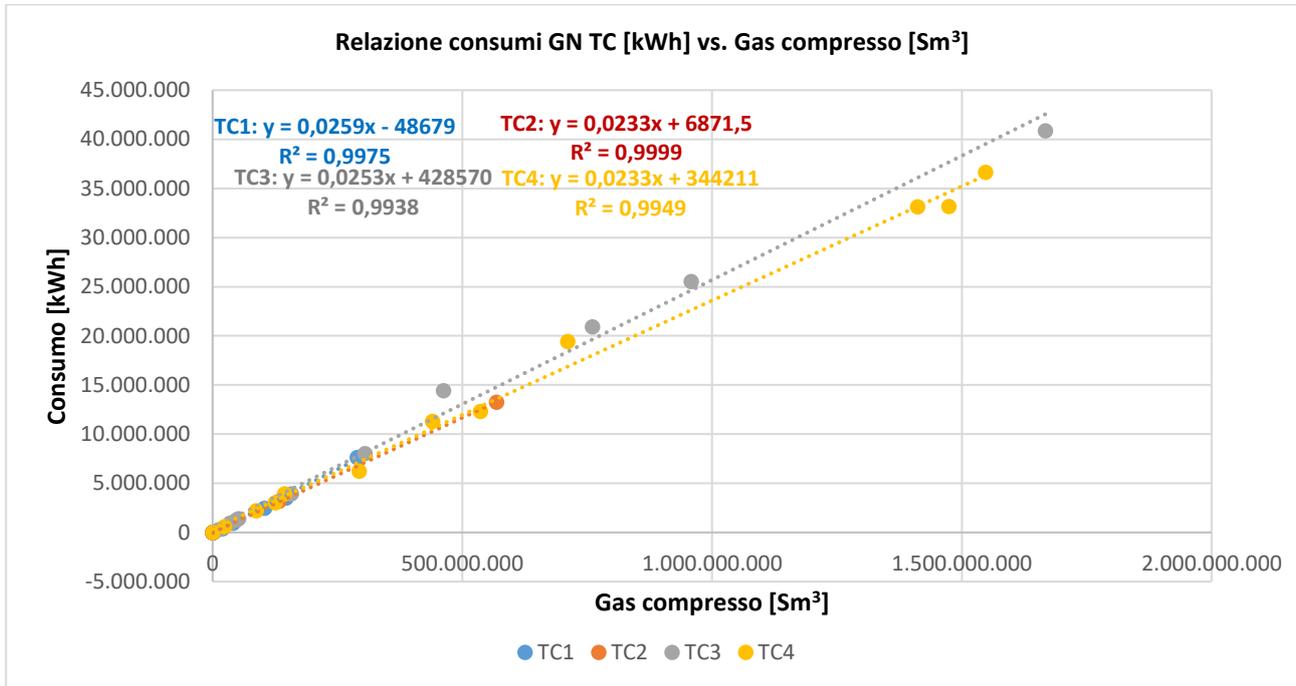


Figura 7-7: Compressione - correlazione lineare tra consumo di GN e gas compresso

Come approfondimento si è valutata anche l'influenza delle ore di funzionamento delle macchine come Energy Driver e dall'analisi di correlazione lineare è emerso un ottimo fattore ($R^2 > 0,90$), 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 di gas naturale da parte dei turbocompressori, in correlazione con l'Energy Driver riferito alle ore di funzionamento.

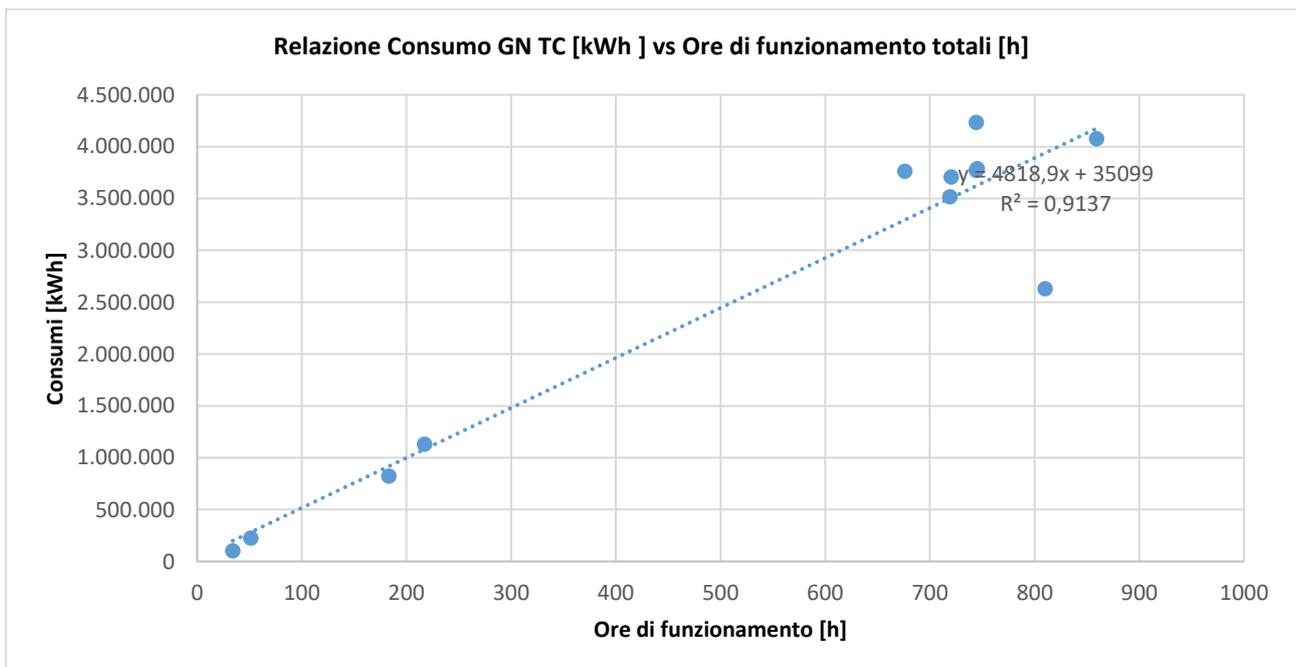


Figure 7-8: Compressione - correlazione lineare tra consumo di GN e ore di funzionamento



21/01751

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICARev. 00
Data: 15/11/2022
Pag. 64/74

Di seguito vengono indicati i dati relativi alle ore di funzionamento per l'anno 2021 e ripartite per unità di compressione:

Ore di funzionamento [h]				
MESE	TC1	TC2	TC3	TC4
Gennaio	1	0	731	12
Febbraio	0	0	439	237
Marzo	0	0	5	739
Aprile	0	0	22	697
Maggio	119	114	363	263
Giugno	14	0	25	144
Luglio	0	0	0	51
Agosto	32	1	1	0
Settembre	0	1	143	73
Ottobre	248	456	21	85
Novembre	78	0	252	390
Dicembre	0	0	70	675
Totale	492	572	2.072	3.366

Tabella 7-7: Compressione: ore di funzionamento dei singoli TC



- **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.

Dovendo elaborare alcune considerazioni sull'uso "Preriscaldamento", si è associata la quantità di combustibile richiesta durante l'anno dai vari turbocompressori con le tre caldaie presenti, dalle quali si è potuto estrapolare solo il consumo relativo al preriscaldamento, escludendo quindi la quota parte della climatizzazione invernale di uffici e cabinati.

Nella tabella seguente si riportano i consumi associati agli impianti termici, più un confronto con il combustibile richiesto per alimentare le unità di compressione:

Consumi	Caldaie B1-B2-B3		Combustibile TC1-TC2-TC3-TC4
	[Sm ³]	[kWh]	
MESE			[Sm ³]
Gennaio	13.076	128.148	4.232.128
Febbraio	11.969	117.300	3.761.298
Marzo	11.780	115.447	3.769.661
Aprile	11.091	108.695	3.515.020
Maggio	13.669	133.960	4.075.969
Giugno	4.083	40.015	822.855
Luglio	2.849	27.921	225.197
Agosto	2.398	23.501	101.526
Settembre	4.163	40.799	1.129.670
Ottobre	8.557	83.861	2.627.869
Novembre	10.921	107.029	3.706.958
Dicembre	13.053	127.923	3.785.233
Totale	107.609	1.054.598	31.753.384

Tabella 7-8: 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 un ottimo fattore pari ($R^2 = 0,98$), quindi più che accettabile ai fini dell'analisi scelta.

Di seguito si riporta il grafico che mostra questa correlazione.

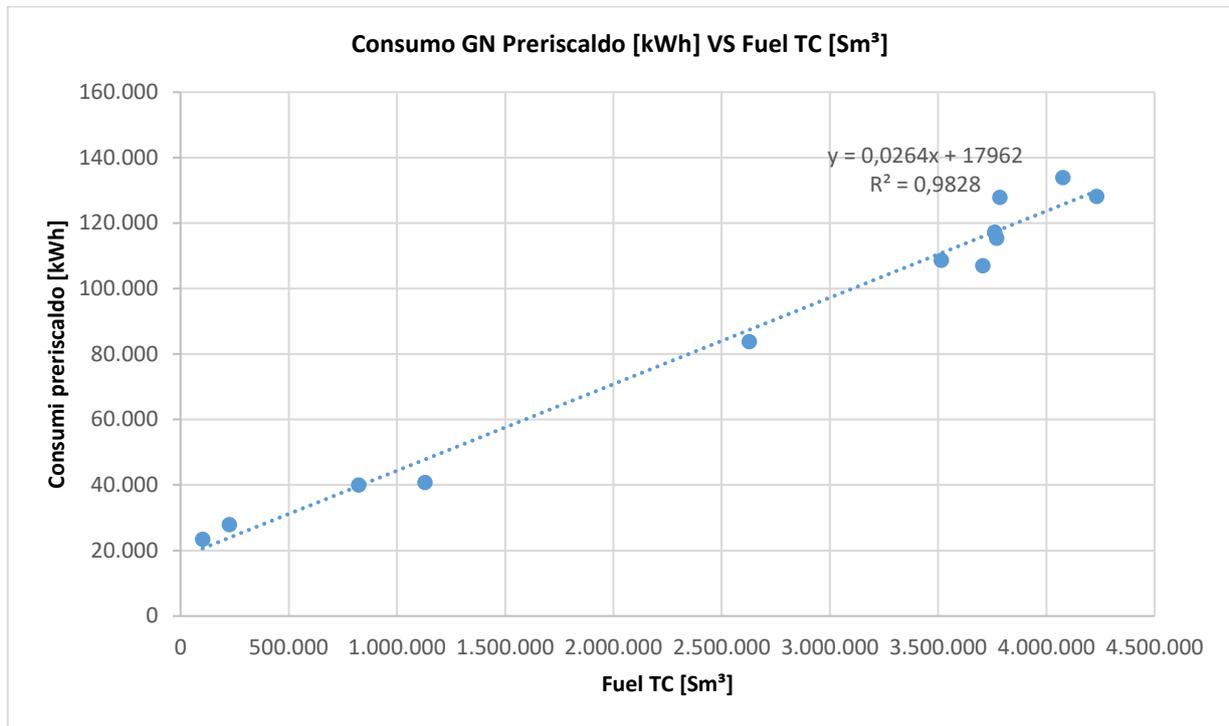


Figura 7-9: Preriscaldamento - correlazione lineare tra consumo e combustibile TC 1-2-3-4

- **Riscaldamento invernale fabbricati**

Il riscaldamento degli ambienti (uffici e cabinati) viene fatto da tutte e tre le caldaie, senza che nessuna di esse sia dedicata ad un particolare uso energetico; infatti, presso il sito in esame possiamo trovarne sempre in funzione una per tutto il periodo dell'anno, una seconda attiva nei mesi di accensione del riscaldamento secondo la rispettiva fascia climatica (in questo caso 15 ottobre-15 aprile), mentre la terza può intervenire a seconda delle esigenze. In ogni caso l'attivazione viene fatta a rotazione per non sovraccaricare una singola caldaia.

Si riportano di seguito le caratteristiche dei tre impianti:

Impianto	Marca	Modello	Matricola	Pn [kW]	Anno install.
Caldaia B1	BALTUR	BAR 330	--	300	2006
Caldaia B2	BALTUR	BAR 330	--	300	2006
Caldaia B3	BALTUR	BAR 330	--	300	2006

Tabella 7-9: Dati tecnici caldaie



21/01751

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICARev. 00
Data: 15/11/2022
Pag. 67/74

Nella tabella sottostante sono invece visibili i consumi termici delle tre caldaie per il solo riscaldamento degli ambienti, con un dettaglio dei gradi giorno relativi a ciascun mese dell'anno.

Consumi MESE	Caldaie B1-B2-B3		GG invernali
	[Sm ³]	[kWh]	
Gennaio	7.770	76.148	507
Febbraio	7.543	73.923	389
Marzo	6.914	67.759	246
Aprile	5.569	54.578	196
Maggio	0	0	33
Giugno	0	0	20
Luglio	0	0	0
Agosto	0	0	0
Settembre	0	0	160
Ottobre	4.079	39.975	304
Novembre	5.717	56.028	387
Dicembre	7.244	70.993	501
Totale	44.836	439.405	2.743

Tabella 7-10: Consumi termici caldaie e GG Poggio Renatico



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 per l'anno 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 elettrici stimati secondo il modello operativo (dati operativi), i consumi effettivamente riscontrati nelle fatture (dati effettivi) e lo scostamento tra le due tipologie di dati che rappresenta il livello di accuratezza del modello stesso.

Voce	udm	2021
Dati operativi (modello)	kWh	1.801.625,84
Dati effettivi (fatture)	kWh	1.857.953,00
Scostamento	kWh	-56.327,16
Errore modello	%	-3,03%

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; per tale motivo il modello si considera ad un livello di accuratezza del 100%, in quanto tutti i dati operativi coincidono con i dati misurati fiscalmente (effettivi).

Voce	udm	2021
Dati operativi (modello)	Sm ³	31.906.057,95
Dati effettivi	Sm ³	31.906.057,95
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 per il vettore energetico 'Gasolio' 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	2021
Dati operativi (modello)	t	4,04
Dati effettivi (fatture)	t	4,04
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 invece i consumi stimati per l'altro vettore energetico associato al parco veicolare, ovvero la benzina. Come per il gasolio, i dati operativi coincidono quelli effettivi ricavati dagli scontrini emessi per ogni rifornimento eseguito; pertanto, il livello di accuratezza raggiunge il 100%.

Voce	udm	2021
Dati operativi (modello)	t	0,94
Dati effettivi (fatture)	t	0,94
Scostamento	t	0,00
Errore modello	%	0,00%

Tabella 7-14: Scostamento modello energetico - benzina



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 Sm³ 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	TEP/Sm ³ *10 ⁶	2,15
Intensità energetica primaria	kWh/Sm ³ *10 ³	25,04

Tabella 8-1: Energia primaria – indicatori generali

Indicatore	u.d.m.	Valore
Intensità energetica finale	kWh/Sm ³ *10 ³	25,07
EnPiG EE	kWh/Sm ³ *10 ³	0,15
EnPiG GN	kWh/Sm ³ *10 ³	24,91
EnPiG Gasolio	kWh/Sm ³ *10 ³	0,0038
EnPiG Benzina	kWh/Sm ³ *10 ⁶	0,0009

Tabella 8-2: Energia finale – indicatori generali

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	Energia elettrica	kWh	Gas compresso	Sm ³ *10 ³	EnPI EE Compressione
2	Compressione	Gas naturale	kWh	Gas compresso	Sm ³ *10 ³	EnPI GN Compressione
3	Compressione	Energia elettrica	kWh	Ore di funzionamento	h	EnPI EE Compressione
4	Compressione	Gas naturale	kWh	Ore di funzionamento	h	EnPI GN Compressione
5	Preriscaldamento	Gas naturale	kWh	Combustibile preriscaldato	Sm ³ *10 ³	EnPI GN Preriscaldamento
7	Riscaldamento uffici e cabinati	Gas Naturale	kWh	Gradi Giorno	GG	EnPI GN Riscaldamento

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

#	Indicatore	u.d.m.	2021
1	EnPI EE Compressione	kWh/Sm ³ *10 ³	0,089
2	EnPI GN Compressione	kWh/Sm ³ *10 ³	24,795
3	EnPI EE Compressione	kWh/h funzionamento	285,8
4	EnPI GN Compressione	kWh/h funzionamento	48.091,1
5	EnPI GN Preriscaldamento	kWh/Sm ³ *10 ³	33,212
7	EnPI GN Riscaldamento	kWh/GG	160,191

Tabella 8-3: EnPIS - indicatori specifici



21/01751

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICARev. 00
Data: 15/11/2022
Pag. 71/74

Data la situazione stazionaria sia dei dati che delle caratteristiche impiantistiche dell'impianto di Poggio Renatico per l'intero anno 2021, 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) non è necessario procedere con un programma di adeguamento di misura dei dati operativi.

In particolare, risulta che il vettore energetico rilevante è il gas naturale, che secondo le Linee Guida Enea previste per il comparto industriale e in caso di consumi superiori al valore di soglia di 10.000 TEP, dovrebbe essere misurato per l'85% delle Attività Principali, 50% dei Servizi Ausiliari e il 20% dei Servizi Generali. Il sito oggetto di diagnosi risulta essere coperto per il 100% dei consumi del vettore energetico gas naturale per tutte le aree funzionali. Non è pertanto necessario un adeguamento del piano di monitoraggio; si suggerisce però di migliorare la copertura dei consumi associati al vettore energia elettrica, per aumentare il livello di controllo e monitoraggio dei consumi, con riferimento in particolare ai consumi energetici dei Servizi Generali, come l'uso "Illuminazione" e "Climatizzazione".

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	100%	MC	100%	--	--	--	--
Servizi ausiliari	Preriscaldamento	MC	73%	MC	100%	--	--	--	--
	Recupero gas	C		--		--			
	Aria compressa servizi e strumenti	C		--		--			
Servizi Generali	Climatizzazione uffici e cabinati	C	0%	MC	100%	--	100%	--	100%
	Illuminazione	C		--		--			
	Sistemi ausiliari	C		--		--			
	Sistema di emergenza	S		--		MP			
	Parco veicolare	--		MP		MP		MP	

Tabella 10-1: Livello di copertura del monitoraggio energetico



21/01751

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICARev. 00
Data: 15/11/2022
Pag. 73/74

11 Interventi effettuati in passato

Di seguito si riassumono gli interventi di miglioramento eseguiti tra il 2019 e il 2020:

- È stato attuato un ammodernamento dell'impianto di illuminazione con l'installazione di apparecchi a LED in sostituzione di quelli precedenti ad incandescenza, sia negli ambienti interni (uffici, sale di controllo, locali tecnici e cabinati) che all'esterno, prevedendo anche l'attivazione con sensore crepuscolare per i pali luce;
- È stata effettuata la sostituzione di tutti i fancoils presenti nelle due sale quadri e controllo.

12 Individuazione delle opportunità di miglioramento

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

n°	Opportunità di miglioramento	Traguardo	Investimento [€]	Risparmio economico atteso (stima) [€]
1	Revamping impianto con installazione nuovo EL/CO	La progettazione dell'intervento, attualmente in corso, consentirà la sostituzione del turbocompressore TC1 con un nuovo elettrocompressore (EL/CO) di taglia 15 MW. A regime, la configurazione di esercizio preferenziale coinvolgerà sempre l'esercizio del nuovo EL/CO, producendo significativi miglioramenti dal punto di vista del consumo energetico e dell'impatto ambientale. L'entrata in esercizio è prevista entro il 2030.	--	--
2	Installazione impianto fotovoltaico	È attualmente in corso lo studio per l'installazione di impianto fotovoltaico sulla copertura del fabbricato principale del sito; l'area di interesse sarà tale da interessare tutto lo spazio a disposizione al netto di ostacoli e interferenze. Il numero di moduli e la potenza specifica verranno definiti in relazione ai fabbisogni energetici dell'impianto nelle diverse configurazioni di esercizio.	--	--
3	Controllo dei consumi per un migliore utilizzo	Ampliamento del sistema di monitoraggio per i consumi dei servizi ausiliari e servizi generali	--	--

Tabella 12-1: Opportunità di miglioramento

	21/01751
RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICA	Rev. 00 Data: 15/11/2022 Pag. 74/74

13 Validità e aggiornamento

La presente relazione di analisi energetica ha validità biennale, salvo cambiamenti nella struttura energetica aziendale.

La presente analisi viene aggiornata ogni anno ai sensi del punto 6.3 della Norma UNI CEI EN ISO 50001:2018 o ad ogni modifica nelle infrastrutture, apparecchiature, sistemi o processi che causi una modificazione sostanziale nell'uso e/o nel consumo dei vettori energetici analizzati.

Nell'ambito dell'obbligo di trasmissione della diagnosi energetica ai sensi dell'art. 8 c.1 del D.Lgs. 102/2014 e s.m.i., il presente documento si ritiene valido 4 anni, 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.

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, 15/11/2022

Daniilo Tacchinardi
(Energy Manager Snam Rete Gas)

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

Dott. Alessandro Grespi
(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)



21/01751

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICARev. 00
Data: 15/11/2022
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
individuare attraverso un audit gli aspetti di un impianto che incidono sull'efficienza energetica	Applicata. E' stato eseguito uno studio sull'uso del gas sulle utenze generali di Stabilimento e sui vari	Non necessario



21/01751

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICARev. 00
Data: 15/11/2022
ALLEGATI

<p>Nello svolgimento degli audit siano individuati i seguenti elementi:</p> <p>a. consumo e tipo di energia utilizzata nell'impianto, nei sistemi che lo costituiscono e nei processi,</p> <p>b. apparecchiature che consumano energia, tipo e quantità di energia utilizzata nell'impianto,</p> <p>c. possibilità di ridurre al minimo il consumo di energia, ad esempio provvedendo a:</p> <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) <p>d. 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,</p> <p>e. possibilità di utilizzare in altri processi e/o sistemi l'energia prodotta in eccesso,</p> <p>f. possibilità di migliorare la qualità del calore (pompe di calore, ricompressione meccanica del vapore).</p>	<p>impianti di produzione volta ad individuare per ogni singola area eventuali opportunità di ottimizzazione energetica.</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. 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. Installazione di motori ad alta efficienza quando applicabile per alim. alternata per i nuovi impianti installati.</p>	<p>Non necessario</p>
<p>Istituzione e riesame degli obiettivi e degli indicatori di efficienza energetica:</p> <p>a. individuare indicatori adeguati di efficienza energetica per un dato</p>	<p>Sono individuati e annualmente riportati nel report di stabilimento i seguenti indicatori:</p> <ul style="list-style-type: none">• gas naturale/gas compresso• en.el./gas compresso	<p>Non necessario</p>



21/01751

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICARev. 00
Data: 15/11/2022
ALLEGATI

<p>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;</p> <p>b. individuare e registrare i limiti opportuni associati agli indicatori;</p> <p>c. individuare e registrare i fattori che possono far variare l'efficienza energetica dei corrispondenti processi, sistemi e/o unità.</p>	<p>Sia a livello di stabilimento (piano di monitoraggio), sia in termini di registrazioni in ambito SGA- 14001</p>	
<p>Valutazione comparativa (benchmarking) Effettuare sistematicamente delle comparazioni periodiche con i parametri di riferimento (o benchmark) settoriali, nazionali o regionali, ove esistano dati convalidati</p>	<p>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</p>	<p>Non necessario</p>
<p>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:</p> <p>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;</p> <p>b. occorre sviluppare e/o scegliere le tecnologie per l'efficienza energetica;</p> <p>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;</p> <p>d. l'attività di progettazione ai fini dell'efficienza energetica deve essere svolta da un esperto in campo energetico;</p> <p>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).</p>	<p>Applicato compatibilmente con l'investimento iniziale</p> <p>Applicato</p> <p>Applicato con richieste a vari fornitori</p> <p>Coinvolta la figura dell'energy manager</p> <p>Non applicabile</p>	<p>Non necessario</p>
<p>Maggiore integrazione dei processi Cercare di ottimizzare l'impiego di energia tra vari processi o sistemi all'interno di un impianto o con terzi.</p>	<p>Applicato per i servizi quali climatizzazione invernale ed estiva</p>	<p>Ok</p>
<p>Mantenere iniziative finalizzate all'efficienza energetica</p> <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</p>	<p>Nel rapportarsi annualmente con la FIRE, viene effettuato il Benchmarking interno al Gruppo e all'interno del settore.</p>	<p>Ok</p>



21/01751

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICARev. 00
Data: 15/11/2022
ALLEGATI

<p>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 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 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 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>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;</p>	<p>applicato</p> <p>applicato</p> <p>applicato</p> <p>applicato</p> <p>applicato</p>	



21/01751

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICARev. 00
Data: 15/11/2022
ALLEGATI

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		
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	Si	Si
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	Si, grazie alla cogenerazione	Ok
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 notare che l'uso di combustibili non fossili è maggiormente sostenibile, anche se l'energia in uso è inferiore.	n.a.	Non applicabile
Uso di ossigeno come comburente in alternativa all'aria	n.a.	Non applicabile



21/01751

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICARev. 00
Data: 15/11/2022
ALLEGATI

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
<i>Sistemi a vapore</i>		
Ottimizzazione del risparmio energetico nella progettazione e nell'installazione delle linee di distribuzione del vapore.	n.a.	n.a.
Utilizzo di turbine in controcompressione 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 deareazione 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.
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.



21/01751

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICARev. 00
Data: 15/11/2022
ALLEGATI

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.
<i>Recupero di calore</i>		
Mantenere l'efficienza degli scambiatori di calore tramite: a) monitoraggio periodico dell'efficienza b) prevenzione o eliminazione delle incrostazioni	Applicato secondo piano manutentivo	Ok
<i>Cogenerazione</i>		
Cercare soluzioni per la cogenerazione (richiesta di calore e potenza elettrica), all'interno dell'impianto e/o all'esterno (con terzi)	Applicato	Non necessario
<i>Alimentazione elettrica</i>		
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
<i>Motori elettrici</i>		
Ottimizzare i motori elettrici nel seguente ordine: <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).	Applicato dove possibile	Ok



21/01751

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICARev. 00
Data: 15/11/2022
ALLEGATI

<p>- Ottimizzare il o i motori del sistema secondo i nuovi requisiti di carico utilizzando una o più delle seguenti tecniche, se e dove applicabili:</p> <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. <p>- Una volta ottimizzati i sistemi che consumano energia, ottimizzare i motori (non ancora ottimizzati) secondo i criteri seguenti:</p> <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 per le nuove installazioni e in caso di sostituzioni</p> <p>Applicato</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>Sistemi ad aria compressa 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.b. Ammodernamento dei compressori per aumentare il risparmio energetico.c. Migliorare il raffreddamento, la deumidificazione e il filtraggio.	<p>Non applicabile</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>	



21/01751

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICARev. 00
Data: 15/11/2022
ALLEGATI

<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 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 seguenti aspetti: cavitazione, guarnizioni, pompa non adatta a quell'utilizzo.➤ Nel sistema di distribuzione minimizzare il numero di valvole e discontinuità nelle tubazioni, compatibilmente con le esigenze di operatività e manutenzione.	<p>Applicato</p> <p>Applicato</p> <p>Applicato</p> <p>Applicato dove possibile</p> <p>Applicato</p> <p>Applicato</p> <p>Applicato</p> <p>Applicato dove possibile</p> <p>Applicato</p>	<p>Ok</p>



21/01751

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICARev. 00
Data: 15/11/2022
ALLEGATI

➤ 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		
<i>Sistemi HVAC (Heating Ventilation and Air conditioning - ventilazione, riscaldamento e aria condizionata)</i> 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.		
Ottimizzare i sistemi HVAC ricorrendo alle tecniche descritte di seguito: <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 vetrate, 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 generale in modo da evitare il riscaldamento di aree non occupate.- Migliorare l'efficienza dei sistemi di raffreddamento implementando il "free cooling" (aria di raffreddamento esterna).	Applicata Applicata Non applicabile Non applicabile Applicata Non applicabile Applicato Applicato dove possibile Applicato Non applicabile vista la modularità degli spazi Non applicabile Non applicabile	Ok



21/01751

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICARev. 00
Data: 15/11/2022
ALLEGATI

<ul style="list-style-type: none">- 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>	Applicato dove possibile Il condizionamento dell'aria si ha solo negli uffici e nelle cabine di comando (pulpiti) lungo linea. 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.)	
<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.	Applicato Applicato Applicato Non applicabile Applicato presso depuratore per essiccazione fanghi Non applicabile Non applicabile Non applicabile Applicato dove possibile Applicabile Applicabile	



21/01751

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICARev. 00
Data: 15/11/2022
ALLEGATI**Allegato 3 BAT di settore Large Combustion Plant Decisione 2017/1442 del 31/07/2017**

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 combustibile delle nuove TC5 e TC6 verrà determinato prima dell'entrata in esercizio con appositi collaudi prestazionali ad opera del costruttore della nuova centrale.
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	E' BAT per le turbine alimentate a gas, un'efficienza meccanica netta con valori compresi tra il 36,5 e il 41% per quelle di nuova installazione e con valori compresi tra il 33,5 e il 41% per le turbine esistenti. (Tabella 23)



21/01751

RAPPORTO DI DIAGNOSI ENERGETICARev. 00
Data: 15/11/2022
ALLEGATI

		Efficienza meccanica nella PGT25 esistenti (TC3 eTC4) pari al 37,6%. Efficienza meccanica nelle nuove TC (TC5 e TC6) pari al 36.7%.
1.5 Consumo d'acqua ed emissioni nell'acqua		
13.	n.a.	n.a.
14.	n.a.	n.a.
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 (cogeneratore, 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. I motori di prevista adozione risultano in tal senso particolarmente performanti.
4.1.2 Emissioni in atmosfera di NOx, CO, NMVOC e CH4		
41.	Ok	Applicato alla caldaia di preriscaldamento.
42.	Ok	Applicata laddove possibile a TC3, TC4, TC5 e TC6
43.	Parzialmente applicata	Alcuni dei sistemi indicati sono implementati: sistema di controllo avanzato e riduzione catalitica selettiva (SCR).
44.	Ok	TC3 e TC4 40m/Nmc (la concentrazione limite attualmente autorizzata è pari a 100mg/Nmc, le turbine PGT25 DLE sono in grado raggiungere livelli di emissione come indicati dalle BATe senza alcuna modifica impiantistica
45.	n.a.	n.a.