

POLITECNICO DI TORINO

**Corso di Laurea Magistrale in
Ingegneria Energetica e Nucleare**

Tesi di Laurea Magistrale

Sviluppo di un sistema EMS (Energy Management System) in un sito industriale



Relatore

Prof. Salvatore Mancò

Candidato

Enrico Ruffino

Dicembre 2019

Sommario

1. Introduzione	1
1.1 Motivazione dello studio	1
1.2 Fenice.....	2
2. Progettazione di un sistema EMS.....	5
2.1 Controllo di gestione e sistema di gestione dell'energia	5
2.2 Obiettivi della progettazione di un sistema EMS	8
2.3 Architettura di un EMS.....	14
2.3.1 Campo	16
2.3.2 Rete.....	38
2.3.3 Supervisione	47
2.3.4 Cloud.....	51
2.4 Metodologie generali di acquisizione e gestione informazioni sistemi di misura.....	53
3. Descrizione del lavoro.....	55
3.1 Descrizione generale del sito	55
3.1.1 Centrale termoelettrica	57
3.1.2 Gas naturale.....	58
3.1.3 Impianto di demineralizzazione	59
3.1.4 Centrali di aria compressa	60
3.1.5 Trattamento acque reflue.....	60
3.1.6 Polo freddo	61
3.1.7 Distribuzione elettrica	61
3.2 Descrizione del modello energetico dello stabilimento.....	61
3.3 Stato di fatto dell'architettura di rete	76
3.4 Criteri verifica del dimensionamento degli attuali strumenti	80
3.5 Risultati della verifica.....	90

4. Esempi di progettazione	97
4.1 Definizione e progettazione di nuove misure da installare.....	97
4.2 Interfacciamento in rete delle nuove misure.....	106
5. Analisi dei dati	109
5.1 Caratterizzazione delle sale compressori.....	110
5.2 Consumo specifico delle sale compressori.....	114
5.3 Caratterizzazione e consumi specifici mensili.....	116
5.4 Analisi Compressore 2 Carrozzeria	119
6. Approfondimenti sulle funzionalità dell'EMS	137
6.1 Qualità delle misure.....	137
6.2 Correlazioni tra variabili.....	140
6.3 Manutenzione predittiva	148
7. Conclusioni	157
Appendice – Richiami di statistica.....	163
8. Bibliografia	169

1. Introduzione

1.1 Motivazione dello studio

Nel corso degli ultimi anni, per vari motivi tra cui gli aspetti legati ai cambiamenti climatici e alla qualità dell'aria, la gestione dell'energia ha assunto sempre più un ruolo di rilevanza all'interno della società. Essa ha lo scopo di migliorare l'efficienza energetica e ridurre i costi dell'energia, con conseguenti minori consumi unitari e, di conseguenza, minori emissioni in atmosfera di gas serra.

Tradizionalmente la gestione è basata su aspetti tecnologici. Tuttavia, componenti energeticamente efficienti non garantiscono che il sistema nel suo insieme sia energeticamente efficiente. Infatti, un sito industriale, durante la sua vita potrebbe cambiare diverse volte i volumi produttivi o i prodotti realizzati dovuti alla richiesta del mercato, con possibili ricadute negative sull'efficienza complessiva.

Perciò un approccio di sistema alla gestione dell'energia è considerato più adeguato allo scopo rispetto ad un approccio di componente. Infatti, il primo permette un risparmio possibile sia dal lato dell'offerta (produzione, apparecchiature e controlli) sia dal lato della domanda (reti di distribuzione e usi finali) di un sistema, invece, il secondo se ne occupa solamente dal punto di vista dell'offerta.

Un concetto molto importante e che è bene sottolineare è il fatto secondo cui molto spesso l'energia è considerata come un costo fisso: nonostante sia un costo considerevole del costo unitario di un prodotto, per semplicità è frequentemente considerato come costo fisso e non come costo variabile. La conseguenza è il fatto che così facendo il costo dell'energia risulta più difficilmente controllabile. Dunque, seguendo questa logica diventa fondamentale integrare questo costo nel sistema di cost accounting e definizione del budget aziendale. Stimando il consumo futuro di energia per ogni centro di costo, durante la fase di revisione del budget, qualsiasi deviazione delle previsioni è così giustificabile.

Fatte queste premesse, è dunque chiaro il perché sia sempre più importante avere un sistema all'interno di un'azienda per la misura e seguente gestione efficiente dell'energia. [1]

Ma perché si pone l'attenzione sul settore industriale e non ad esempio su quello agricolo o sui consumi domestici? Innanzitutto, per il fatto che l'industria assorbe il 37% del consumo totale di energia finale globale nel 2017, quindi una fetta molto importante del totale. Ciò rappresenta un aumento annuale dell'1% nel consumo di energia dal 2010, con una crescita dell'1,7% nel 2017 a seguito di una crescita molto più lenta dello 0,1% dell'anno precedente. [2] Dunque, nonostante i recenti sforzi per una sempre più efficiente gestione dell'energia, la crescita del consumo di energia è stata trainata in gran parte da una tendenza a lungo termine in corso di aumento della produzione nei sottosectori industriali ad alta intensità energetica come prodotti chimici, ferro e acciaio, cemento, pasta di legno e carta e alluminio. Quindi si può notare come ingenti sforzi sono stati fatti ma molto si può ancora fare.

Il secondo motivo è il fatto che normalmente le realtà industriali sono ambienti estesi, per cui le quantità in gioco sono enormi, quindi i soggetti interessati sono più propensi a investire per una maggior efficienza e una miglior gestione dell'energia in quanto anche un progresso quasi impercettibile su larga scala può voler dire un risparmio annuo di migliaia o milioni di euro. Inoltre, nel settore industriale l'aspetto legato alla gestione dell'energia è sicuramente più controllabile rispetto ad esempio alla sfera domestica, in cui normalmente si adottano soluzioni "standard" per mancanza di fondi.

1.2 Fenice

La tesi è stata svolta con Fenice S.p.A. presso il polo FCA di Mirafiori.

Fenice è una Società per Azioni con sede a Rivoli (Torino). È interamente di proprietà di EDF (Electricité de France), leader mondiale dell'energia. Nasce in Fiat (oggi FCA) nel 1990 con l'obiettivo di progettare, realizzare e gestire il "Progetto Fenice" relativo all'ottimizzazione degli impianti energetici ed ecologici nei siti produttivi del Gruppo Fiat. Dal 1997 Fenice S.p.A. prende in carico, attraverso processi di insourcing (trasferimento all'interno di un'azienda di servizi e funzioni precedentemente appaltati a fornitori esterni) dalle varie società di Fiat, i rami di azienda e le attività (impianti e risorse) in Italia, Polonia e Spagna relative a:

- produzione, trasformazione e distribuzione di vettori energetici;
- servizi ecologici (cicli delle acque primarie e reflue, trattamenti e smaltimenti dei rifiuti industriali).

Da questa esperienza Fenice estende la sua attività al mercato eco-energetico industriale in Italia ed all'estero e, dalla fine del 2001, entra a far parte del Gruppo EDF.

Il compito di Fenice è sia sul mercato industriale sia su quello pubblico e consiste nel progettare, finanziare, realizzare e gestire impianti di produzione di vettori energetici (cogenerazioni, centrali termiche, centrali aria compressa, teleriscaldamento, produzione del freddo, ecc.) a fonti rinnovabili o gas in:

- outsourcing (con gestione di asset eco-energetici in proprietà o in affitto);
- operation & maintenance. [3]

Il sito industriale analizzato in questione è quello di Mirafiori, di proprietà appunto di FCA, in cui Fenice fornisce la continuità di servizio dei vari vettori:

- aria compressa;
- acqua surriscaldata/vapore;
- acqua industriale;
- acqua potabile;
- acqua demineralizzata;
- acqua refrigerata;
- metano;
- energia elettrica.

Dunque, Fenice si occupa della produzione/generazione dei vari vettori e del trasporto ai vari fabbricati di proprietà di FCA, nonché per il proprio autoconsumo. Perciò si occupa di tutto ciò che è antecedente all'ingresso dei vari settori produttivi o uffici, compresa la relativa manutenzione delle reti, invece quello che succede all'interno dei fabbricati è di competenza di FCA.

Spiegazioni più dettagliate seguiranno nel Capitolo 3.2 "Descrizione del modello energetico dello stabilimento".

2. Progettazione di un sistema EMS

2.1 Controllo di gestione e sistema di gestione dell'energia

Il sistema di gestione dell'energia deve necessariamente essere parte del sistema di gestione aziendale: quindi deve integrarsi, comunicare e condividere metodi con altri settori e attività. Spesso il governo del sistema richiede responsabilità decentrate, in particolare per organizzazioni economiche complesse. Il criterio che si segue è quello di attribuire responsabilità finalizzate al raggiungimento di obiettivi coerenti con la strategia aziendale. Dunque, si attua un meccanismo di gestione orientato più ai risultati invece che al semplice rispetto di regole, questa metodologia è denominata "controllo di gestione". Così facendo, se le decisioni sono decentrate è possibile misurare l'effetto che esse hanno sul risultato economico finale confrontando i risultati raggiunti con quelli prefissati a budget. Questo si attua confrontando determinate variabili decisionali e attribuendo a ognuno di essa l'effetto economico sul risultato aziendale e la rispettiva responsabilità. Solamente se le cause dei vari andamenti economici vengono individuate è possibile governare e indirizzare queste variabili verso il raggiungimento di risultati economici in linea con le aspettative. Ad esempio, le ragioni possono essere variazioni dovute a ragioni legate ai volumi di vendita, ai prezzi di vendita, all'efficienza produttiva o all'influenza dei costi fissi.

Il controllo di gestione è diviso in due funzioni: da un lato la responsabilità dell'azione manageriale e dall'altro la disponibilità di informazioni utili per guidare l'azione decisionale. Si tratta dunque di un sistema organizzativo (mappa delle responsabilità) che definisca le responsabilità all'interno dell'azienda e di un sistema informativo (struttura informatica del controllo) che renda disponibili le informazioni necessarie al processo di controllo. La mappa delle responsabilità attribuisce diverse responsabilità economiche alle diverse posizioni manageriali dotate di autonomia decisionale nella gestione delle risorse.

Dunque, il processo di controllo di gestione è mirato al raggiungimento degli obiettivi fissati nel budget e prevede: la misurazione dei risultati raggiunti, il confronto tra risultati e obiettivi, l'analisi di eventuali scostamenti tra di essi e infine l'individuazione di azioni coerenti con le considerazioni scaturite dall'analisi.

Il sistema delle informazioni racchiude al suo interno quattro sistemi: informativo, di budgeting, degli standard e di calcolo delle varianze. Il sistema informativo è il supporto attraverso cui si misurano il più dettagliatamente possibile le variabili necessarie al controllo e successivamente scompone i risultati in modo da attribuirli alle diverse responsabilità. Esso è un sistema di misurazione che combina gli aspetti operativi della gestione (produzione, gestione delle scorte, logistica) con quelli economici (costi e ricavi), creando un'unica base di dati.

Si pone ora nello specifico l'attenzione sul controllo di gestione dell'energia, facente parte di quello aziendale. Il sistema energetico aziendale provvede, a partire all'energia acquistata dall'esterno, a fornire energia alle attività dell'azienda. Esso comprende i sistemi di generazione, distribuzione e i centri di utilizzazione dell'energia, collegati tra loro da una rete di vettori energetici.

Per "energy monitoring and targeting" dei consumi energetici si intendono la raccolta, l'analisi e l'interpretazione di informazioni sull'uso dell'energia. Il suo ruolo è quello di misurare le prestazioni del sistema, individuando le opportunità per ridurre i consumi e i costi di energia.

Il sistema di gestione dell'energia deve essere in accordo con l'attuale Norma Internazionale ISO 50001, la quale prevede un impegno diretto dei vertici di un'organizzazione nei riguardi dell'energia definendo gli scopi e i confini del sistema e l'emissione di una specifica politica energetica volta alla misura delle prestazioni energetiche e al miglioramento continuo. Figura chiave è la il ruolo dirigenziale dell'energy manager.

La gestione dell'energia, seguendo la Norma Internazionale ISO 50001, si basa su un "energy review" in cui:

- si analizza l'uso e il consumo di energia basandosi su misurazioni e altri dati;
- si identificano le aree ad uso significativo di energia;
- si identificano, stabilendo le priorità, le opportunità di miglioramento delle prestazioni energetiche.

Ciò è attuato, per ogni area individuata, tramite la definizione di una o più EnB (Energy Baseline), di indicatori di prestazione energetica EnPIs (Energy Performance Indicators), di obiettivi e traguardi e di un piano di azione operativo.

Considerando periodi di dati idonei all'uso e consumo di energia dell'organizzazione, si stabiliscono una o più energy baseline, ovvero una base di riferimento per confrontare la prestazione energetica. Essa fornisce un termine di paragone rispetto al quale è possibile

valutare i cambiamenti di efficienza e rappresenta dunque la prestazione energetica in assenza di cambiamenti.

Inoltre, l'organizzazione deve identificare gli indicatori di prestazione energetica appropriati per il monitoraggio e le misure delle performance energetiche. Gli EnPIs devono essere riesaminati e confrontati con i quelli calcolati utilizzando l'energy baseline.

L'organizzazione deve stabilire, implementare e mantenere documentati obiettivi e traguardi energetici, precisando le relative scadenze. Gli obiettivi devono essere coerenti con la politica energetica aziendale.

Essa deve definire e riesaminare periodicamente le sue necessità in fatto di misure e assicurare che la strumentazione utilizzata nel monitoraggio e misura delle caratteristiche fornisca dati accurati e ripetibili. RegISTRAZIONI delle calibrazioni per stabilire precisione e ripetibilità delle misure devono essere sottoposte a un programma di manutenzione.

Lo scopo di un sistema di gestione dell'energia è di quantificare le prestazioni energetiche di un'organizzazione e le sue variazioni nel tempo. Essa si basa su tre criteri fondamentali [1]:

- 1) distinzione tra generazione, distribuzione e utilizzo;
- 2) distinzione tra i singoli vettori energetici;
- 3) distinzione tra aree ed attività diverse.

Vettore energetico è il mezzo fisico mediante il quale è trasmessa l'energia all'interno dello stabilimento, quali possono essere energia elettrica, energia termica, aria, acqua, ecc.

Lo scopo è di individuare aree, componenti, processi ad elevato impatto energetico, ovvero rilevante consumo rispetto al totale, in modo da intervenire prioritariamente su quelli per migliorare la prestazione energetica complessiva.

In realtà grandi e complesse il monitoraggio e la supervisione avvengono per mezzo di sistemi SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition), composto da:

- un'interfaccia uomo macchina HMI (Human Machine Interface) che presenta i dati di processo all'operatore;
- un computer che acquisisce i dati di processo e invia comandi;
- un'infrastruttura di comunicazione che connette il sistema di supervisione ai dispositivi di campo.

2.2 Obiettivi della progettazione di un sistema EMS

Viene ora analizzato nello specifico l'Energy Management System (EMS), per quanto riguarda le sue funzionalità, struttura e architettura.

L'Energy Management System è parte integrante del sistema delle informazioni facente parte del controllo di gestione, ed è di fatto un sistema SCADA. Esso è l'insieme di sistemi e funzionalità applicative rivolte al monitoraggio, controllo, gestione e ottimizzazione delle risorse energetiche utilizzate (energia elettrica, termica, gas naturale, acqua, aria compressa, ecc.). [4] Basandosi sugli strumenti di misura e di acquisizione dati, permette non più la sola visualizzazione dei consumi energetici, ma è in grado di rilevare anomalie nel funzionamento e suggerire agli operatori le azioni e assetti che è meglio mantenere. Esso, utilizzando algoritmi avanzati (ad es. il machine learning) è in grado di svolgere autonomamente analisi e autoapprendere, consentendo anche funzionalità di tipo predittivo e analisi di correlazione tra le variabili acquisite. L'obiettivo è dunque, raggiungere l'efficienza energetica attraverso l'ottimizzazione del processo basandosi sull'utilizzo granulare dell'energia da parte di singoli componenti di equipaggiamento o di sistema. I più recenti sistemi di gestione dell'energia poggiano su Cloud e offrono la possibilità di controllare da remoto singole apparecchiature che consumano energia; raccogliere dati dettagliati e in tempo reale per ciascuna; e generare una guida intelligente, specifica e in tempo reale per trovare e catturare le opportunità di risparmio più convenienti. [5]

Un Energy Management System consente di:

- fornire un ausilio in tempo reale per la gestione energetica dello stabilimento;
- misurare, monitorare e analizzare tutte le grandezze fisiche necessarie;
- verificare l'attendibilità dei dati acquisiti in base a vari criteri (allarmi provenienti dal campo, stato degli impianti, tecnologia di misura, dati storici, analisi avanzate determinate in base all'autoapprendimento del sistema);
- poter ricevere in ingresso i dati di fabbisogno del cliente e ottimizzare la programmazione dei vettori energetici di conseguenza. Ciò grazie al POE (piano operativo energia): gestionale sul quale viene indicato dal cliente, giorno per giorno, su ogni turno quale tipo di vettore energetico è richiesto; è redatto una volta a settimana per le cinque settimane successive. Il POE può essere utilizzato in prima istanza per

capire se lo stabilimento è in funzione (se è richiesto il servizio di aria compressa è verosimile che lo stabilimento sia in funzione, esistono tuttavia eccezioni);

- fornire uno strumento di analisi delle prestazioni energetiche;
- fornire uno strumento per l'integrazione dei dati eventualmente persi o non acquisiti;
- fornire uno strumento di valutazione previsionale ed a consuntivo dei costi energetici;
- aumentare l'efficienza energetica analizzando la produzione dei vettori energetici (aria compressa, acqua surriscaldata, ecc.) in relazione allo stato delle macchine di produzione (compressori, caldaie, gruppi frigo, ecc.) ed a altri fattori esterni di influenza (fisici, temporali, produttivi, ambientali, ecc.);
- monitorare l'impatto dei progetti efficienti (calcolo baseline e normalizzazione dei consumi);
- monitorare i prelievi di picco di vettori energetici in accordo ai fabbisogni del cliente;
- calcolare e generare report di emissioni di gas serra, quote CO2, titoli di efficienza energetica ed altri indicatori;
- calcolare gli indicatori di prestazione KPI (Key Performance Indicators) contrattuali sia lato generazione (Fenice) che lato consumo (cliente);
- fornire un'interfaccia grafica con sviluppo di pagine video;
- fornire uno strumento versatile per attribuire a differenti centri di costo i vari consumi di vettori energetici;
- fornire uno strumento automatico di rendicontazione dei consumi su base temporale impostabile per l'effettuazione di attività quali chiusure mensili e fatturazioni.

In particolare l'obiettivo di un EMS è monitorare i consumi energetici dello stabilimento, e per fare ciò sono necessari svariati dati (fisici, produttivi, ambientali, temporali, ecc.) quali possono essere: energia, volume, temperatura, pressione, portata istantanea, potenza termica istantanea, tensione, corrente, frequenza, fattore di potenza, potenza elettrica attiva, potenza elettrica reattiva, potenza elettrica apparente, stato operativo delle macchine, ore di funzionamento, carico delle macchine, turni lavorati, temperatura esterna, umidità relativa, ecc.

Il sistema deve inoltre essere in grado di validare i dati autonomamente, decidendo se siano affidabili o meno, se rispettano i seguenti criteri:

- verifica che le misure acquisite rientrino in un range minimo/massimo definito a priori;
- verifica di eventuali allarmi relativi ad anomalie provenienti dai dispositivi di acquisizione in campo (mancanza di comunicazione, anomalia hardware, fuori range “elettrico” del segnale 4-20mA, ecc.);
- verifica che le misure acquisite rientrino nel range operativo corretto del primario di misura: questa verifica è fatta sulla base di una tabella inizialmente predisposta che consente di definire per i vari strumenti di misura i campi di lavoro accettabili; a ciascuna misura è poi associata una tipologia di strumento e tale associazione consente al sistema EMS di definire il range operativo al di fuori del quale la misura risulta essere non più idonea;
- verifica della quadratura tra misure primarie e misure secondarie (verifica che una misura generale sia uguale alla somma delle misure sottese a meno delle perdite di impianto, da definire in fase di avviamento, e delle incertezze strumentali);
- valutazione statistica dello storico dei consumi e delle rispettive correlazioni con i parametri di particolare influenza: il sistema è in grado di identificare, mediante meccanismi di autoapprendimento, i comportamenti dei sistemi monitorati in funzione di alcuni parametri di influenza da individuare in fase esecutiva (ad esempio ore del giorno, temperature esterne, volumi produttivi, carico delle macchine, ecc.) ed attuare un’analisi predittiva che consenta di decidere se le misure acquisite da campo siano o no da considerarsi attendibili e/o al di fuori dei normali valori (ad esempio per generare allarmi per alto consumo specifico).

Nel caso che un dato non sia acquisito dal campo il sistema è in grado di inserirlo automaticamente (o suggerirlo per poi essere inserito manualmente) grazie ad: andamenti storici, analisi ed autoapprendimento o regole preimpostate.

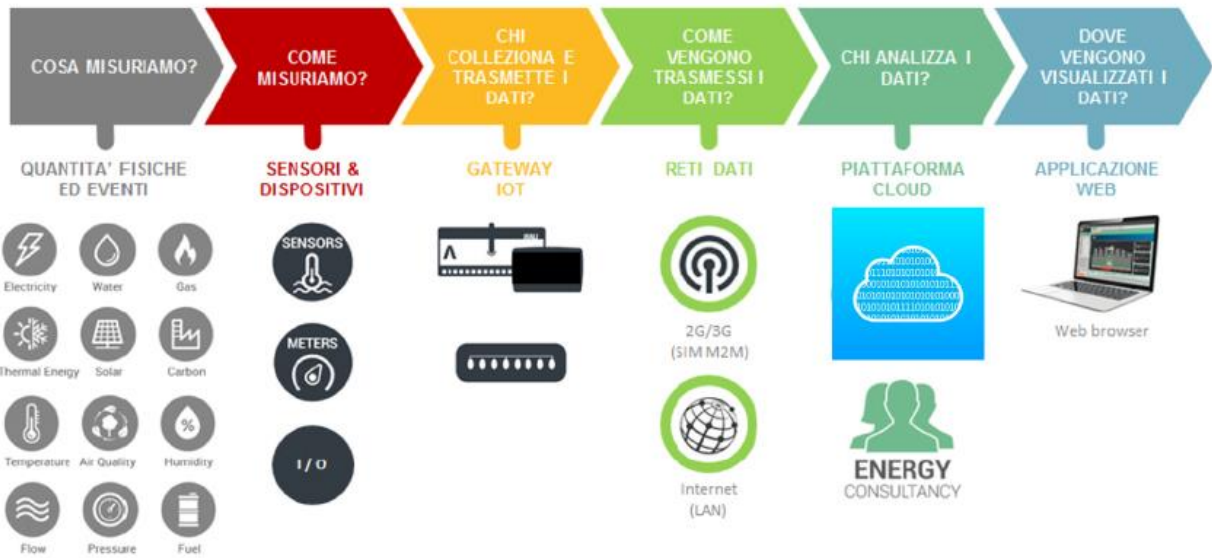


Figura 1: Struttura di un EMS [4]

Per quanto riguarda il caso specifico di interesse, a Mirafiori al momento sono presenti due diversi sistemi in cui sono raccolte tutte le misure provenienti dallo stabilimento: il centro consumi e il sistema LP Report. Il sistema LP Report nasce come acquisizione di misure provenienti da contatori elettrici fiscali, a cui sono state aggiunte altre misurazioni anch'esse fiscali come può essere il metano entrante in caldaia o l'energia elettrica prodotta. In generale queste misure, essendo appunto fiscali, sono utilizzate per ottenere delle certificazioni di efficienza energetica come possono essere i certificati bianchi. Invece il centro consumi raccoglie la restante parte dei dati, la quale è la quota maggiore. Esso comprende in particolare dati di produzione: ovvero portate, temperature, pressioni, energie termiche delle reti di distribuzione, primarie o secondarie, di tutti i vettori energetici. Questo dualismo fa sì che alcune misure fondamentali per una corretta gestione dell'impianto siano su un sistema e non sull'altro e viceversa. In ogni caso ad oggi entrambi raccolgono le misure e permettono la visualizzazione delle misure energetiche. Ciò che si vuole raggiungere è la configurazione riportata in Fig. 2.

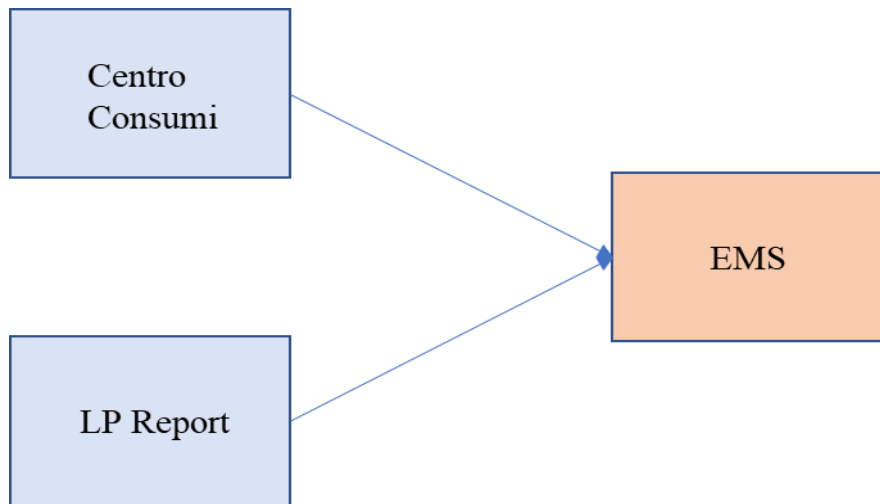


Figura 2: Passaggio dagli attuali sistemi di supervisione all'EMS

Invece con l'installazione di un unico EMS l'obiettivo è raccogliere la totalità delle misure e segnali in un unico sistema per poi, partendo da queste, fare analisi più avanzate. Infatti, ciò che si vuole realizzare, facendo uso dell'autoapprendimento, alimentando il sistema con dati di due/tre anni di normale funzionamento per individuare i profili tipici, di modo che basandosi su questi il sistema suggerisca agli operatori i migliori assetti da tenere e segnalare immediatamente con allarmi eventuali valori fuori dal campo e quindi fuori da ciò che è stato individuato come normale funzionamento. Ovviamente il sistema dovrà anche riconoscere particolari situazioni come l'avviamento o spegnimento delle macchine e appunto individuarle come tali. Per poi anche in questo caso identificare i profili tipici, segnalare allarmi e suggerire la corretta accensione o spegnimento. Ulteriore miglioramento apportabile è la possibilità di effettuare la manutenzione predittiva.

Si è parlato di "suggerire" e non "comandare" direttamente per applicazioni particolarmente critiche come l'accensione e spegnimento delle caldaie perché per queste il controllo sarà lasciato agli operatori. Tuttavia, ad oggi lavorano grazie alla loro esperienza, invece l'obiettivo è far suggerire loro dall'EMS le azioni e assetti da tenere. Ad esempio, attualmente, per far sì che ad una data ora in un determinato locale sia raggiunta la temperatura di set point, l'operatore decide autonomamente quali caldaie accendere e a che ora. A seguito dell'installazione dell'EMS, il sistema autoapprendendo dalle situazioni passate, in base anche alla temperatura del locale in quel momento e a quella esterna, suggerirà all'operatore quali caldaie accendere, con quale carico e a che ora per ottimizzare i consumi energetici.

Il sistema è in grado di fornire la visualizzazione di diversi tipi di grafici, risultati e applicazioni di immediata comprensione per visionare i consumi:

- profilo di carico temporale: rappresentazione grafica semplice dell'utilizzo dei vettori misurati in funzione del tempo in modo da identificare i periodi di fermo, basso e alto carico;
- confronto incrociato: rappresentazione del consumo di energia confrontata con un gruppo di utenze così da realizzare una sorta di gerarchia delle utenze in base all'utilizzo di energia e identificare quelle con un potenziale di miglioramento efficiente;
- confronto longitudinale: rappresentazione del consumo orario, giornaliero, mensile o annuale in forma di grafico a barre. L'obiettivo è analizzare i consumi su base temporale e confrontarli con un periodo base;
- mappa di calore: visualizzazione grafica con l'identificazione cromatica del consumo elettrico/termico nel tempo, associata a procedure automatiche di comparazione tra variazioni di consumo reali e attese in modo da verificare la corretta variazione dei consumi in base alle programmazioni implementate o la coerenza tra consumi reali e attesi;
- modellazione del consumo di energia di baseline: modellizzazione matematica per la caratterizzazione dell'utilizzo dell'energia basata su dati storici, solitamente basata su regressione lineare in funzione di parametri significativi per l'utilizzo dell'energia (giorno della settimana, orario, temperatura esterna, ecc.) per determinare eventuali anomalie di consumo e valutare progetti di risparmio;
- rilevazione anomalie energetiche: fornisce l'identificazione di un consumo anomalo di energia, solitamente in base a limiti impostati sulla base dell'esperienza dell'utente. I modelli di baseline sono solitamente utilizzati per determinare la previsione di consumo;
- risparmi energetici: fornisce una stima del risparmio atteso da un progetto di tipo efficiente rispetto ad una baseline. Si utilizza un modello di baseline che viene applicato al sistema nella situazione post-progetto efficiente per determinare il consumo teorico che si sarebbe avuto nelle stesse condizioni operative ante-intervento. Il risparmio è determinato dalla differenza tra la stima del consumo post-intervento e la stima del consumo ante-intervento;
- somma cumulata: fornisce un calcolo della totalizzata dei risparmi di energia nel tempo e identifica gli sprechi di energia e/o le performance energetiche in relazione a modifiche operative per un corretto mantenimento del risparmio energetico.

2.3 Architettura di un EMS

L'architettura descrive le sottoparti componenti il sistema e illustra i collegamenti tra di essi, tiene conto di tutti gli aspetti di un sistema (rete, hardware, software). I criteri di scelta sono:

- sicurezza;
- affidabilità;
- prestazioni;
- specifiche tecniche.

L'architettura dell'EMS essa si articola in 4 livelli diversi:

- campo: comprende misuratori, sensori, attuatori, logiche a relè e i sistemi di automazione basati su PLC, unità di calcolo, datalogger e contatori elettrici;
- controllo locale: comprende i vari tipi di collegamento tra i misuratori e le unità di elaborazione e tra questi ultimi e i livelli superiori, nonché i vari componenti che compongono l'architettura di rete di comunicazione ;
- supervisione: comprende le apparecchiature di supervisione che consentono all'operatore di interagire con i sistemi e con gli impianti controllati (HMI – Human Machine Interface);
- Cloud.

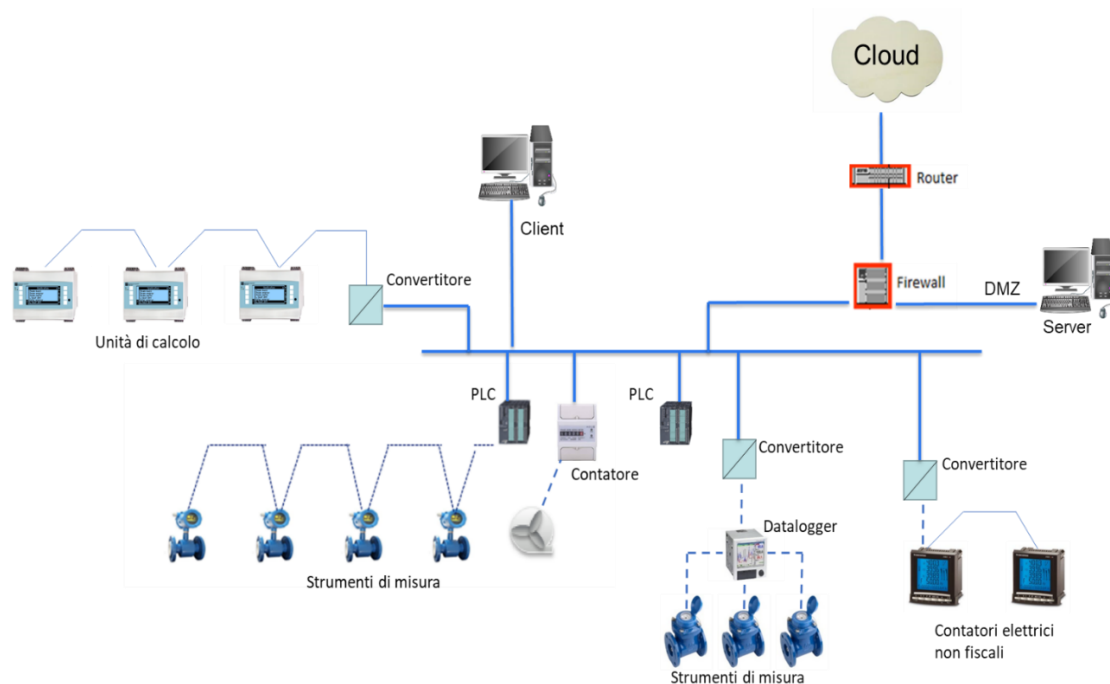


Figura 3: Architettura del sistema informativo dell'EMS

Il modello OSI (Open Systems Interconnection) è uno standard per le funzioni di comunicazione delle telecomunicazioni o di sistemi informatici stabilito dall'ISO (International Organization for Standardization). Il modello è costituito da 7 diversi livelli (o layer), i quali definiscono e comprendono a livello logico uno o più aspetti fra loro correlati della comunicazione fra due nodi di una rete, ogni livello con il proprio protocollo di scambio di dati. Infatti, il sistema è fatto in modo che la comunicazione sia per livelli, ad esempio il primo livello del nodo A può scambiare informazioni solamente con il primo livello del nodo B, ma non con altri. Lo scopo di ogni livello è fornire un servizio a quelli superiori, e ognuno trasmette dati a quello sottostante fino ad arrivare al primo livello (quello fisico). [6] Questa organizzazione multilivello fornisce al sistema la modularità, con maggiore semplicità di progettazione e gestione della rete, fornendo la possibilità di implementare i protocolli di un dato livello lasciando inalterati quelli degli altri. [7]

I livelli del modello OSI si articolano in:

- 1) livello fisico: trasmissione delle sequenze di bit, fondamentale è di competenza dell'elettronica;
- 2) livello collegamento: frammentazione di pacchetti di dati (frame) provenienti dal livello superiore in nuovi pacchetti, per poi inviarli attraverso il mezzo fisico. Ciò è necessario anche per un'operazione di controllo;
- 3) livello rete: scelta ottimale, operata dal router, del percorso di rete da utilizzare per assicurare la consegna delle informazioni dal mittente al destinatario e conversione di dati per passare da una rete all'altra;
- 4) livello trasporto: gestione della connessione, garantendo il corretto funzionamento della sottorete di comunicazione;
- 5) livello sessione: organizzazione del dialogo e della sincronizzazione tra programmi applicativi e del relativo scambio di dati;
- 6) livello presentazione: gestione della sintassi dell'informazione da trasferire;
- 7) livello applicazione: definizione dei servizi e del funzionamento dei programmi applicativi per l'utente.

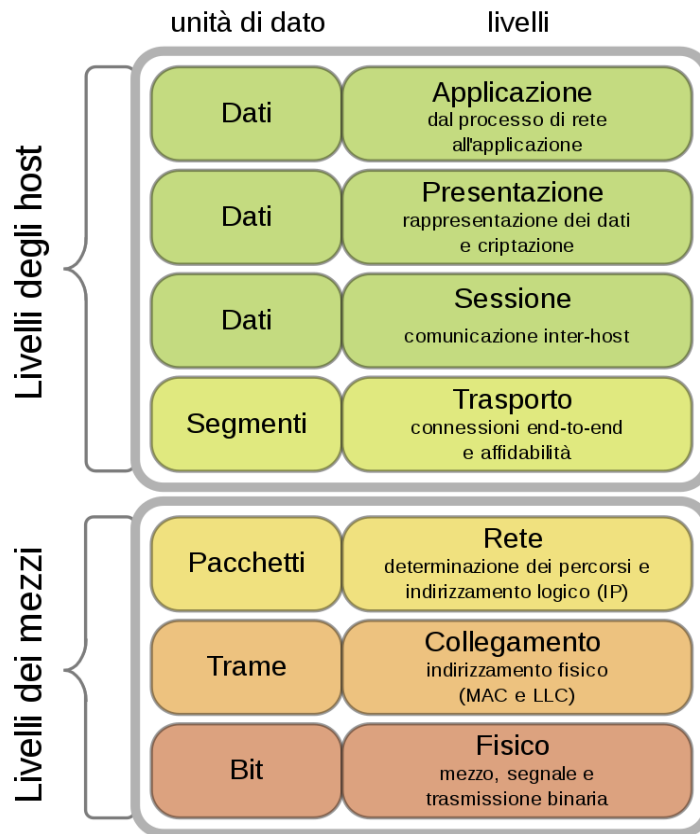


Figura 4: Livelli del modello OSI [7]

Si passa ora ad analizzare più nel dettaglio i livelli più importanti nel caso specifico dell'installazione di un sistema EMS in un sito industriale già esistente.

2.3.1 Campo

Costituisce il primo livello, quello fisico, secondo il modello OSI e comprende tutti i misuratori installati all'interno dello stabilimento. Le principali tipologie sono quelle utilizzate per registrare pressione, temperatura e portata, combinando i cui valori si possono ottenere misure più complesse quali quelle di energia. Essendo i dati misurati alla base del sistema EMS, è essenziale porre particolare attenzione alla corretta scelta, dimensionamento e installazione dei vari misuratori. Ne esistono svariati, differenti per principio di misura, per cui la scelta ottimale può essere di difficile individuazione.

Per una corretta valutazione, specialmente su tubature nuove, è necessario avere i dati relativi a:

- progetto (normalmente sovradimensionato, quindi valore massimo);
- esercizio (valore medio che ci si aspetta di avere durante il normale funzionamento della tubatura);
- campo di variabilità (range in cui si prevede di lavorare, se il vettore ha forti oscillazioni la scelta ricadrà su un certo tipo oppure se è circa costante ricadrà su un altro).

Quest'ultimo aspetto è di fondamentale importanza, in quanto i costruttori di misuratori forniscono, in base al principio di misura, un range in cui è garantito che la misura sia corretta, quindi assicurano che l'errore è al di sotto di un certo valore percentuale. Si approfondirà questo argomento in seguito nel Capitolo 3.4 "Criteri di verifica del dimensionamento degli attuali strumenti".

Tipicamente i misuratori trasmettono i propri dati tramite un segnale analogico in corrente a tensione costante del tipo 4-20 mA, in cui a 4 mA corrisponde il minimo valore apprezzabile dallo strumento (normalmente lo zero) e a 20 mA il valore massimo (fondoscala), e i valori intermedi distribuiti linearmente tra i due valori.

Passiamo ora ad analizzare più nel dettaglio le varie tipologie di strumenti di misura.

Misuratori di temperatura

La temperatura è definita come la grandezza fisica che definisce lo stato termico di un corpo. L'unità di misura del sistema internazionale è il Kelvin (K), ma largamente diffuso è anche il Celsius (°C). La correlazione che lega le due unità di misura è:

$$T[°C] = T[K] - 273,15 \quad (1)$$

La temperatura di un corpo è lo stato termico considerato in relazione alla sua attitudine a scambiare calore ad altri corpi. I fenomeni fisici utilizzati nei principali tipi di trasduttori di temperatura sono l'effetto termoelettrico Seebeck per le termocoppie, la dipendenza della resistenza elettrica dei metalli e dei loro ossidi dalla temperatura per termoresistenze e termistori, la dilatazione termica di metalli, liquidi, gas o vapori per i termometri bimetallici e a bulbo e la fotoelettricità per i pirometri a radiazione. [8]

Le termocoppie sono tra i trasduttori più adatti ed utilizzati per misure di temperatura a buona rapidità di risposta, economiche, facilmente sostituibili e con un ampio intervallo di misura, tuttavia la loro precisione statica non è normalmente molto elevata (circa 0,5-1%). Essi sostanzialmente sono costituite da due conduttori di materiali diversi uniti in un punto detto “giunto caldo”, in cui si effettua la misura di temperatura. Le altre due estremità sono collegate a una morsettiera detta “giunto freddo”, connessa allo strumento di misura. È fondamentale conoscere la temperatura del giunto freddo al fine di attuare la compensazione. [9] Essi si basano sull'effetto Seebeck, ovvero un fenomeno termoelettrico per cui, in un circuito costituito da conduttori metallici o semiconduttori, una differenza di temperatura genera una corrente elettrica. In un circuito formato da due conduttori di natura differente, sottoposto a un gradiente di temperatura, si instaura una differenza di potenziale; il valore del ΔV generato per effetto Seebeck è dell'ordine di alcuni μV per kelvin di differenza. [10]

A seconda della gamma di temperature da misurare e della sensibilità in $mV/^\circ C$ desiderata, sono possibili diverse coppie di metalli:

- tipo T: rame - costantana (45% Ni e 55% Cu) da $-200^\circ C$ a $350^\circ C$, incertezza di circa $1^\circ C$;
- tipo J: ferro – costantana (45% Ni e 55% Cu) da $-200^\circ C$ a $750^\circ C$, incertezza di circa $1,5^\circ C$;
- tipo N: chromel (90% Ni, 10% Cr) - nichel da $-200^\circ C$ a $1200^\circ C$, incertezza di circa $1,5^\circ C$;
- tipo K: chromel (90% Ni e 10% Cr) – alumel (94% Ni e 6% Al) da $-200^\circ C$ a $1200^\circ C$, incertezza di circa $1,5^\circ C$.

Le termocoppie di impiego pratico devono rispondere sia a requisiti meccanici sia elettrici. Quelli di ordine meccanico sono la forma, le dimensioni, la flessibilità, la resistenza all'ossidazione e alla corrosione, in sostanza si può dire che i requisiti meccanici sono dovuti a considerazioni relative all'installazione e alla vita richiesta. Quelli di ordine termoelettrico sono dovuti alla necessità di ottenere una rilevante emissione in $mV/^\circ C$ e una buona ripetibilità di misura.

Le termoresistenze, altrimenti chiamate termometri a resistenza o RTD (Resistance Temperature Detector), si basano sul principio della variazione di resistenza elettrica presente nei conduttori al variare della temperatura. Le principali caratteristiche di questo tipo di misuratori sono:

- costanza della caratteristica nel tempo anche se la resistenza è sottoposta a temperature variabili;
- riproducibilità della caratteristica ai fini di una perfetta intercambiabilità degli elementi;
- elevata variazione della resistenza in funzione della temperatura.

Normalmente, i due tipi di termoresistenze più usate sono quelle al platino e al nichel.

Resistenze di platino: per temperature tra -220 °C e 750 °C , incertezza di circa $0,1\text{ °C}$; molto diffuse sono le cosiddette Pt100 e Pt1000, in cui la resistenza alla temperatura di 0 °C è pari rispettivamente a $100\ \Omega$ e $1000\ \Omega$. [11]

Resistenze di nichel: per temperature tra -60 °C e 150 °C , incertezza di circa $0,2\text{ °C}$.

Rispetto alle termocoppie, i termometri a resistenza sono più precisi e di miglior taratura. Essi sono costituiti da un ponte di Wheatstone, il cui elemento sensibile (platino o nichel) è inserito in un ramo, avvolto a elica su un supporto cilindrico isolante e protetto da un rivestimento di quarzo, ceramica o vetro. La dipendenza della resistenza dalla temperatura può essere lineare o non, in generale quelle di platino lo sono di più di quelle di nichel.

Quando la dipendenza si assume lineare, la resistività elettrica ρ [$\Omega \cdot \text{m}$] segue una legge del tipo:

$$\rho(T) = \rho_0 \cdot [1 + \alpha(T - T_0)] \quad (2)$$

E utilizzando la relazione che lega resistenza elettrica R [Ω] e resistività elettrica ρ (tramite la sezione S [m^2] e la lunghezza L [m] del conduttore):

$$R = \frac{\rho \cdot L}{S} \quad (3)$$

Ottenendo:

$$R(T) = R_0 \cdot [1 + \alpha(T - T_0)] \quad (4)$$

Le termoresistenze come detto sono costituite da un ponte di Wheatstone, il cui schema esemplificativo è riportato in *Fig. 5*. R_1 e R_3 sono resistenze costanti e di valore noto, mentre R_2 è variabile, ciò che si vuole raggiungere è una condizione di equilibrio tra i nodi intermedi

D e B, la cui differenza di potenziale sarà nulla e dunque anche la corrente circolante. [12]

Ovvero:

$$\frac{R_2}{R_2 + R_1} = \frac{R_X}{R_X + R_3} \quad (5)$$

Semplificando si arriva a calcolare la resistenza richiesta R_x :

$$R_x = \frac{R_2 \cdot R_3}{R_1} \quad (6)$$

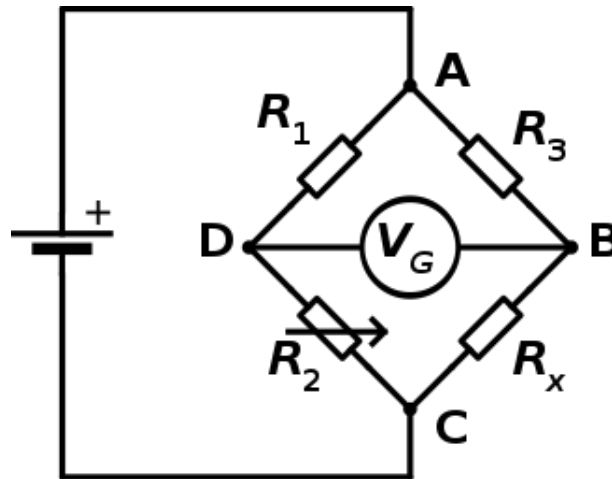


Figura 5: Ponte di Wheatstone a due fili [12]

La misura della resistenza dell'elemento sensibile viene effettuata utilizzando opportuni fili di collegamento del termometro a resistenza vera e propria al sistema di misura o di trasduzione.

Il collegamento può essere a:

- 2 fili;
- 3 fili;
- 4 fili.

Questo inevitabilmente crea l'inconveniente che la resistenza della linea di connessione viene a trovarsi in serie a quella dell'elemento sensibile, senza che sia possibile valutare separatamente i due contributi. Questo fenomeno è tanto più influente tanto più sono lunghe le distanze tra i due capi dei fili di collegamento, situazione alquanto frequente in applicazioni industriali. La tecnica a 2 fili è la meno precisa e viene utilizzata solo nei casi in cui il collegamento della termoresistenza viene effettuato con fili di lunghezza ridotta e con bassa resistività; infatti esaminando il circuito elettrico equivalente, si nota come la resistenza elettrica misurata sia la somma di quella dell'elemento sensibile (e quindi dipendente dalla temperatura che si sta misurando) e della resistenza dei conduttori utilizzati per il collegamento. Pertanto, è necessario

rendere indipendente la misura dalla linea di connessione. Ciò si ottiene con collegamenti del tipo a 3 o a 4 fili. Grazie alla buona precisione ottenibile nella misura, la tecnica a 3 fili è la più utilizzata in campo industriale. Con questa tecnica di misura infatti vengono eliminati gli errori provocati dalla resistenza dei conduttori impiegati per il collegamento della termoresistenza; infatti all'uscita del ponte di misura è presente una tensione dipendente unicamente dalla variazione della resistenza del termometro a resistenza e quindi dalla sola temperatura. La tecnica a 4 fili fornisce la migliore precisione possibile in senso assoluto; poco utilizzata nel campo industriale, viene utilizzata quasi esclusivamente nelle applicazioni di laboratorio.

I termistori, a differenza delle termoresistenze, sono realizzati con materiali semiconduttori ed hanno coefficienti di temperatura negativi, ovvero diminuiscono la loro resistenza elettrica all'aumentare della temperatura. I materiali più utilizzati sono miscele di ossidi di metalli come manganese, cobalto, rame, nichel, ferro ed uranio. Tuttavia, la loro taratura non risulta stabile nel tempo, per cui non sono diffuse su larga scala non potendo competere con le termoresistenze. Sono utilizzati soprattutto per i termostati utilizzati nella climatizzazione.

I termometri bimetallici sono misuratori ormai obsoleti, i quali non trasmettono nessun segnale e sono poco precisi, tuttavia erano molto diffusi in anni precedenti. Hanno un'incertezza elevata che può andare da 1 °C a 5 °C per i meno performanti e più antiquati. Essi si basano sul principio della differenza di dilatazione termica di due lamine parallele costruite con materiali diversi aventi coefficienti di dilatazione termica il più possibile differenti tra loro. Le combinazioni più usate sono:

- alluminio - invar (64% Fe e 36% Ni), fino a 250 °C;
- ottone (Cu e Zn) - invar e nichel – quarzo (SiO₂), fino a 600 °C;
- chromel (90% Ni e 10% Cr) – porcellana, fino a 1000 °C.

I termometri a bulbo e capillare sono in grado di trasformare una variazione di temperatura in un movimento meccanico; come quelli bimetallici sono obsoleti, poco precisi (incertezza fino a 2 °C) e non trasmettono alcun segnale. Sono realizzati da un bulbo all'interno del quale, per effetto della temperatura, varia la pressione o il volume del fluido di riempimento a secondo sia

un gas o un liquido. Queste variazioni sono trasmesse attraverso un tubo capillare alla spirale Bourdon che posiziona l'indice.

In applicazioni in cui non è possibile utilizzare termometri tradizionali, sono utilizzati i pirometri a radiazione, il cui funzionamento consiste nel concentrare le radiazioni emesse dalla sorgente calda su una termopila ed ottenere così una differenza di potenziale, funzione della temperatura appunto.

Essi sono usati per:

- temperature molto alte, superiori a quelle raggiungibili dalle termocoppie (1000-1200°C);
- forni in cui l'atmosfera è particolarmente aggressiva;
- oggetti in movimento;
- situazioni in cui è impossibile avere un contatto diretto tra elemento sensibile e oggetto.

Sono utilizzati per temperature comprese tra 30°C e 4000°C circa, non restituiscono un segnale e sono quindi utilizzati per misure saltuarie. L'incertezza è elevata e può arrivare fino a circa 10 °C.

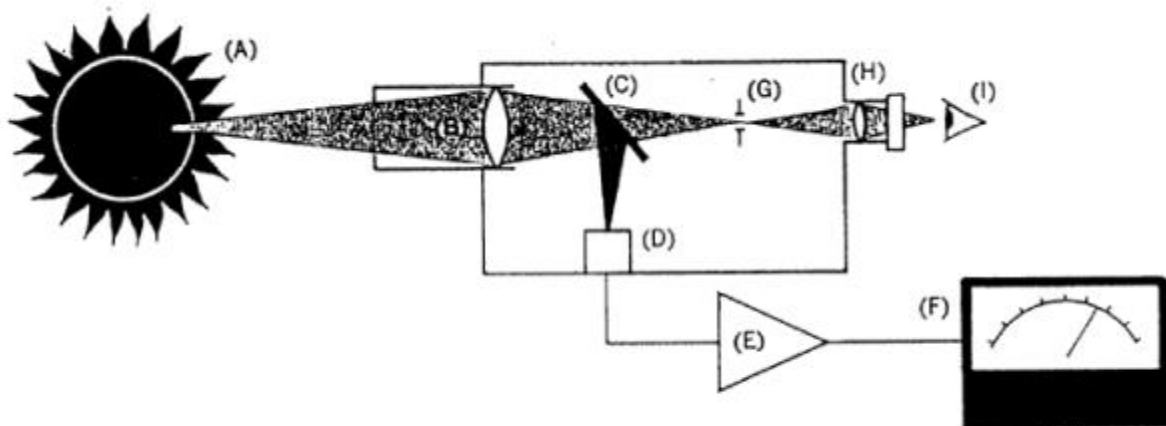


Figura 6: Pirometro a radiazione [8]

Dove: A è l'energia radiante emessa dal corpo caldo, B la lente di raccolta dell'energia A, C lo specchio, D il sensore all'infrarosso, E l'amplificatore, F l'indicatore, G il reticolo telescopico, H la lente oculare e I l'osservatore.

Nella Fig. 7 sono riassunti il campo di funzionamento dei vari trasduttori di temperatura analizzati in precedenza.

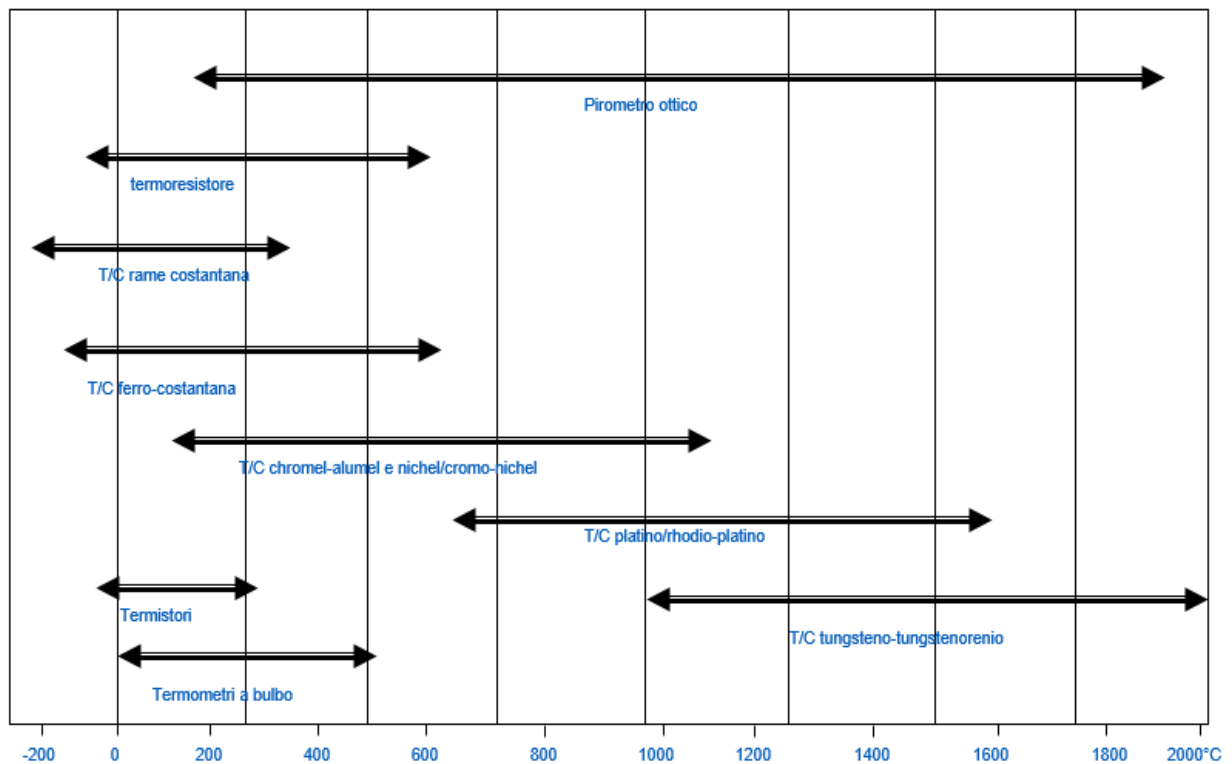


Figura 7: Confronto tra i misuratori in base al campo di misura [8]

Misuratori di pressione

Per misurare la pressione (assoluta, relativa o differenziale) ci si riconduce a misure di spostamento, deformazione o peso. Ciò si ottiene equilibrando la forza esercitata dalla pressione di un fluido contro le pareti di un recipiente con la resistenza elastica di questo, o quello contro un diaframma mobile con un peso tarato, o con la reazione elastica di una molla o quella di una colonna liquida con la sua gravità. Esistono numerose unità di misura tra cui:

- 1 Pa = 1 N/m²;
- 1 bar = 100000 Pa;
- 1 atm = 101325 Pa.

Sono presenti numerosi strumenti di misura tra cui: manometro a bilancia toroidale, manometro a campana, misuratore a pistone e a membrana anelastica (pressioni minori di 1 bar), molla di Bourdon, capsula (pressioni basse e misure di vuoto).

Tuttavia, quelli più utilizzati sono senza dubbio i soffietti: elementi deformabili elastici in ottone o bronzo fosforoso, impiegati tra 0,01 e 2 bar, robusti e con buona precisione (0,5-1%), possono essere a soffietto semplice o soffietti contrapposti.

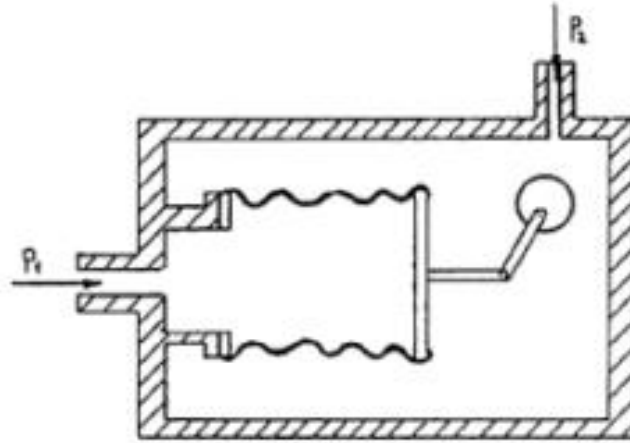


Figura 8: Misuratore di pressione a soffietto semplice [8]

Invece, la pressione assoluta si ottiene utilizzando un tubo ad “U” contenente mercurio, in cui il dislivello “H” indica il valore di pressione assoluta, definita come somma di pressione atmosferica e pressione relativa.

$$P = H \cdot \gamma = H \cdot \rho \cdot g \quad (7)$$

Dove: H è il dislivello [m], ρ la densità [kg/m^3] e g l'accelerazione di gravità [m/s^2].

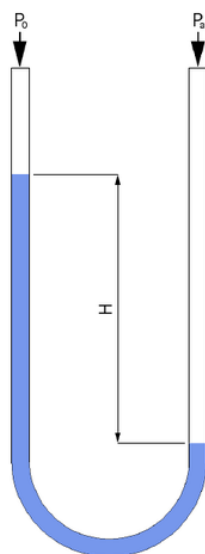


Figura 9: Misuratore di pressione a tubo ad U [13]

Misuratori di portata

La portata è definita come la quantità di fluido (liquido, gas o vapore) che attraversa la sezione trasversale di una tubazione nell'unità di tempo. Essa può essere espressa in volume (m^3/s) o in massa (kg/s), per convenzione generalmente:

- le portate di liquidi vengono espresse in unità volumetriche;
- le portate di vapori vengono espresse in unità ponderali (massa);
- le portate di gas vengono espresse sia in unità ponderali (massa) sia volumetriche; tuttavia spesso si esprime il volume in condizioni di riferimento normali (1 bar e 0 °C), quindi utilizzando i Nm^3/s .

La portata volumetrica Q_v [m^3/s] è calcolata come:

$$Q_v = A \cdot v \quad (8)$$

Invece la portata in massa Q_m [kg/s] è calcolata come:

$$Q_m = A \cdot v \cdot \rho \quad (9)$$

Dove: A è l'area trasversale della tubazione [m^2], v la velocità del fluido [m/s] e ρ la sua densità [kg/m^3].

La maggior parte delle misure industriali di portata si basano sull'effetto di una variazione di velocità del fluido ottenuta inserendo una strozzatura nel condotto, in questi casi viene utilizzato il numero di Reynolds per determinare le condizioni del flusso prima e dopo la strozzatura. Il numero di Reynolds esprime il rapporto adimensionale tra le forze di scorrimento applicate ad un fluido e le resistenze di attrito, ovvero il rapporto tra le forze inerziali e quelle viscosive:

$$Re = \frac{\rho \cdot v \cdot D}{\mu} \quad (10)$$

Dove: ρ è la densità del fluido [kg/m^3], v la sua velocità [m/s], D il diametro interno della tubazione [m] e μ la viscosità dinamica del fluido [$\text{Pa}\cdot\text{s}$].

Il moto del fluido in questione può essere:

- laminare: $Re < 2000$;
- in regime di transizione: $2000 < Re < 4000$;
- turbolento: $Re > 4000$.

Per la misura della portata, a seconda della tipologia di dispositivo utilizzato, si ricorre a varie leggi fisiche: dalla trasformazione dell'energia cinetica in energia di pressione con contrazione

della vena fluida, al rilievo diretto della pressione cinetica, all'equilibrio dinamico di un otturatore a luce variabile, al trascinamento rotatorio di giranti immerse nel fluido, all'induzione elettromagnetica nei filetti di liquido conduttore.

I dispositivi di misurazione della portata più diffusi perché di facile installazione ed economici sono quelli a strozzamento, i quali si basano sul teorema di Bernoulli: in ogni punto della corrente a regime, la somma dell'altezza corrispondente alla velocità, dell'altezza geometrica e dell'altezza dovuta alla pressione è costante:

$$p_1 + \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_1^2 + \rho \cdot g \cdot z_1 = p_2 + \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_2^2 + \rho \cdot g \cdot z_2 \quad (11)$$

Dove: p è la pressione [Pa], ρ la densità del fluido [kg/m^3], v la sua velocità [m/s], g l'accelerazione di gravità [m/s^2] e z l'altezza piezometrica [m]. I dispositivi di strozzamento sono normalizzati dalla Norma Internazionale ISO 5167, questi misuratori si basano sulla legge di Bernoulli, la quale nel caso di tubazioni orizzontali può essere semplificato a:

$$Q = k \cdot \sqrt{\Delta P} \quad (12)$$

Dove: Q è la portata [kg/s o m^3/s], k una costante di proporzionalità che ingloba più termini costanti e ΔP la pressione differenziale (perdita di carico) sviluppata ai capi del dispositivo di strozzamento [Pa].

Il delta P è calcolato come:

$$\Delta P = \rho \cdot f \cdot v^2 \quad (13)$$

Dove: ρ è la densità del fluido [kg/m^3], f un parametro caratteristico fissato dimensionando il disco e v la velocità del fluido [m/s]. Ma poiché f è fissato a specifiche condizioni di pressione e temperatura di esercizio, è necessario tenere conto che la densità si modifica al variare di pressione e temperatura. Ciò è vero per quanto riguarda l'aria compressa, invece per l'acqua l'influenza è data significativamente solo dalla temperatura. Per cui lo strumento di misura leggerà un valore, ma questo è influenzato da questi parametri, perciò lo strumento di acquisizione dovrà compensare la portata registrata in base a pressione e temperatura, anche questi acquisiti. Questo procedimento è chiamato "compensazione in P e T".

Il segnale pneumatico generato dal dispositivo di strozzamento (proporzionalmente quadratico rispetto alla portata) viene misurato attraverso un elemento secondario di misura, ovvero un misuratore di pressione differenziale.

Esso può essere:

- diretto (tubo ad U);
- indiretto con trasmissione a distanza del segnale (pneumatico o elettrico).

I trasmettitori elettronici a tecnologia analogica utilizzano come elemento sensore della pressione differenziale una membrana oppure dei soffietti di misura e pertanto trasducono il segnale di ingresso in una forza o in uno spostamento. La deformazione o lo spostamento dell'elemento sensibile provoca la variazione di una resistenza (capacità, induttanza, ecc.) che genera un segnale di uscita 4-20 mA ($24 V_{cc}$).

Si analizza ora più nel dettaglio i vari tipi di dispositivi di strozzamento e la loro applicazione e installazione. Essi sono:

- diaframmi (disco calibrato, flangia tarata): in applicazioni generali;
- boccagli: in applicazioni su vapore, per via del loro profilo di ingresso che rende più stabile e ripetibile la misura, anche in condizioni gravose di temperatura e pressione di esercizio;
- venturimetri: in applicazioni su fluidi a bassa pressione, dato il loro profilo di efflusso che provoca minime perdite di pressione (circa il 20% di quelle provocate da diaframmi e boccagli).

In *Fig. 10* è riportato un esempio per un diaframma.

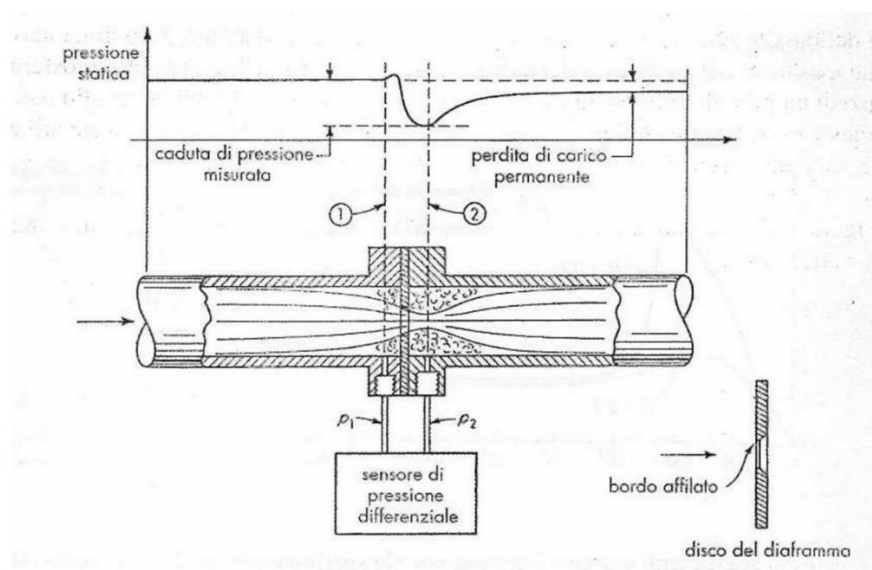


Figura 10: Diaframma [14]

La maggior parte delle applicazioni vengono effettuate in regime turbolento con numeri di Reynolds di circa:

- 5000-10000 per diaframmi;
- 10000-20000 per boccagli;
- 100000 per venturimetri.

L'installazione dell'elemento primario del dispositivo di strozzamento è di fondamentale importanza per l'ottenimento delle migliori prestazioni di misura. La tubazione internamente non deve presentare alcun deposito, incrostazione od ostruzione per almeno 10 diametri a monte e 4 diametri a valle, e secondo le Norma Internazionale ISO 5167 devono esserci dei tratti rettilinei a monte e valle dell'elemento primario. Nella *Tab. 1* sono riassunte le varie lunghezze richieste in base al β definito come il rapporto tra il diametro d del dispositivo di strozzamento e il diametro D interno della tubazione; e in base alle variazioni geometriche presenti nella tubazione. Le lunghezze sono definite facendo riferimento al diametro D . Normalmente si adottano dispositivi con un β di circa 0,5.

		Lunghezza minima a monte dell'elemento primario							Lunghezza minima a valle dell'elemento primario
	β	Curva semplice a 90° o raccordo a T	Due o più curve a 90° complanari	Due o più curve a 90° in piani differenti	Allargamento (da 0,5D a D su una lunghezza da D a 2D)	Riduzione (da 2D a D su una lunghezza da 1,5D a 3D)	Valvola con otturatore completamente aperto	Saracinesca completamente aperta	Qualunque situazione
Dispositivi a strozzamento	$0 \leq \beta \leq 0,2$	10	14	34	16	5	18	12	4
	$0,2 \leq \beta \leq 0,4$	14	18	36	16	5	20	12	6
	$0,4 \leq \beta \leq 0,6$	18	26	48	22	9	26	14	7
	$0,6 \leq \beta \leq 0,8$	46	50	80	54	30	44	30	8

Tabella 1: Lunghezze minime a monte e valle per dispositivi a strozzamento in funzione del rapporto tra i diametri e la geometria

I collegamenti tra elemento primario e secondario devono essere inferiori a 16 m e con diametro di passaggio ≥ 6 mm. Nel caso di collegamenti con lunghezza maggiori di 16 m tra primario e secondario, è opportuno seguire le raccomandazioni riportate nella *Tab. 2* relativamente al diametro interno dei collegamenti di pressione in funzione del tipo di fluido.

Tipo di fluido	Distanza dei collegamenti di pressione		
	0 - 16 m	16 - 45 m	45 - 90 m
Acqua/vapore Aria/gas secchi	7 - 9 mm	10 mm	13 mm
Aria/gas umidi	13 mm	13 mm	13 mm
Olii a bassa e media viscosità	13 mm	19 mm	25 mm
Liquidi e gas molto sporchi	25 mm	25 mm	38 mm

Tabella 2: Distanza dei collegamenti di pressione [15]

Essi sono utilizzabili sia per liquidi, gas e vapore e la locazione delle prese di pressione deve essere diversa in base al fluido:

- gas: in alto in modo da non prelevare eventuale condensa che si depositerà sulla parte inferiore della tubazione;
- acqua: in basso in modo da non prelevare eventuali bolle d'aria che saliranno verso la parte superiore della tubazione;
- vapore: in mezzo alla tubazione.

Un tipo diverso di misuratori sono quelli magnetici, utilizzati per acque conduttive e quindi non trattate (non demineralizzate), la loro applicabilità è quindi ristretta ai soli liquidi e soffre il deposito e le incrostazioni da 50-60 °C in poi, per cui oltre necessita una manutenzione annuale. Il loro principio di funzionamento si basa sulla legge di Faraday dell'induzione magnetica, la quale stabilisce che un conduttore (in questo caso il liquido stesso) immerso in un campo magnetico, produce ai suoi estremi (ai due elettrodi di misura) una forza elettromotrice proporzionale alla velocità con cui il conduttore taglia le linee di flusso del campo magnetico. Dunque, necessitano di una piccola alimentazione di qualche Watt. Essi hanno una buona precisione (0,5-1%) e hanno perdite di carico nulle, per cui sono molto utilizzati per la misura di portata sulle acque, tuttavia sono decisamente più costosi dei dispositivi a strozzamento.

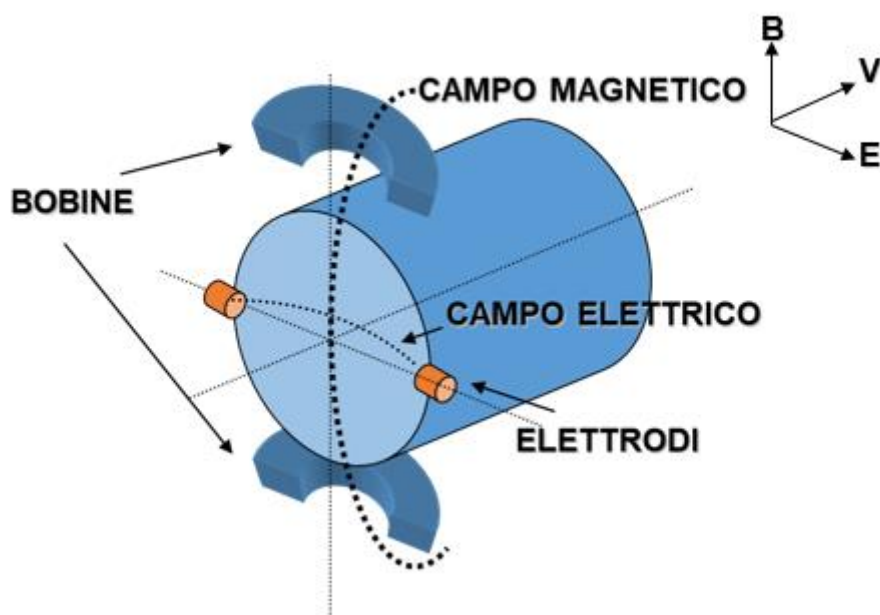


Figura 11: Misuratore magnetico [15]

Dove: B è l'induzione magnetica [T], V la velocità del fluido all'interno del condotto [m/s] ed E la forza elettro-motrice [V].

I misuratori massici si utilizzano su liquidi ma soprattutto su gas, hanno un'alta precisione (circa 0,5%) ma perdite di carico medio/alte. Essi utilizzano il principio dell'assorbimento termico che si riscontra ogni qualvolta due sostanze a diverso livello termico vengono a contatto. Nel caso specifico quando i fluidi gassosi investono una sonda termica attiva provocano uno scambio di calore tra sonda e fluido stesso.

La relazione tra portata del fluido ed energia termica è data dalla seguente formula:

$$Q = A \cdot K \cdot \left(\frac{E}{dT} - \lambda \right)^n \quad (14)$$

Dove: Q è la portata massica di fluido [kg/s], A l'area della condotta [m²], K una costante di calibrazione, E l'energia dissipata dal sensore attivo inserito nella corrente gassosa [J], dT la differenza di temperatura tra il sensore attivo e quello di riferimento [K], λ la conducibilità termica del gas [W/(m·K)] e n un esponente basato sui numeri di Reynold e Prandtl.

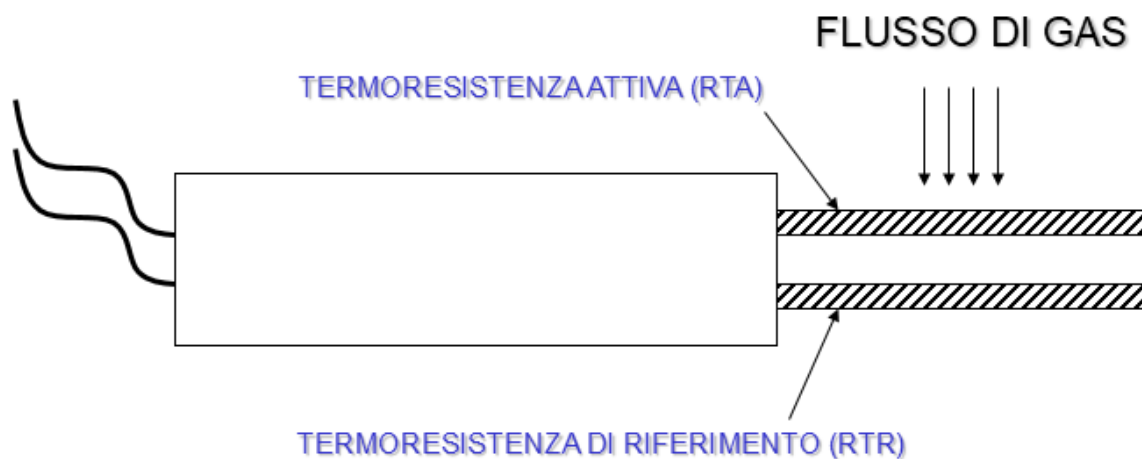


Figura 12: Misuratore termomassico [15]

La misura dell'energia dissipata si ottiene utilizzando un circuito di misura basato sul ponte di Wheatstone nel quale sono inserite due termoresistenze su rami opposti. Quella di riferimento, in pratica, è l'elemento misuratore della temperatura del fluido gassoso ed è percorsa da una corrente elettrica costante. L'altra termoresistenza, quella attiva, è immersa anch'essa nel fluido ma è percorsa da una corrente elettrica variabile che l'elettronica associata modula per mantenere un "dT" costante con la termoresistenza di riferimento.

Su acque fredde e gas si utilizzano i misuratori a turbina, essi sono economici ma con una scarsa precisione (1-2%). Sono costituiti da giranti all'interno della tubazione poste in rotazione dalla corrente fluidica e assumono una velocità proporzionale alla portata di fluido. Si installano in particolar modo per misure totalizzate come il consumo idrico o di gas metano domestico. La totalizzata non è altro che la portata istantanea integrata in un certo intervallo di tempo, per cui è una misura progressiva che indica il volume totale di fluido transitato dentro la tubazione da quando il misuratore è stato installato o riassetato. I misuratori a turbina sono efficienti per tubazioni orizzontali, per quelle verticali necessitano di una lubrificazione esterna, per cui in questi casi si tende a installare un disco calibrato, il quale può essere utilizzato indifferentemente per tubi orizzontali e verticali.

I misuratori ad ultrasuoni sono dotati di una buona precisione (circa 1%) e di perdite di carico nulle, ma arrivano ad avere un costo anche doppio di quelli magnetici, si installano su liquidi e gas. Essi si basano sul principio della riflessione, viene emessa un'onda sonora dalla parete della tubazione verso il centro, la quale in parte verrà riflessa dalla parete opposta. Se nella tubazione è presente un fluido in movimento, questo modificherà l'onda sonora, che quindi avrà un percorso diverso fino a raggiungere il sensore. Misurando il tempo intercorso tra l'emissione dell'onda e la sua captazione si può risalire alla velocità del fluido. [16]

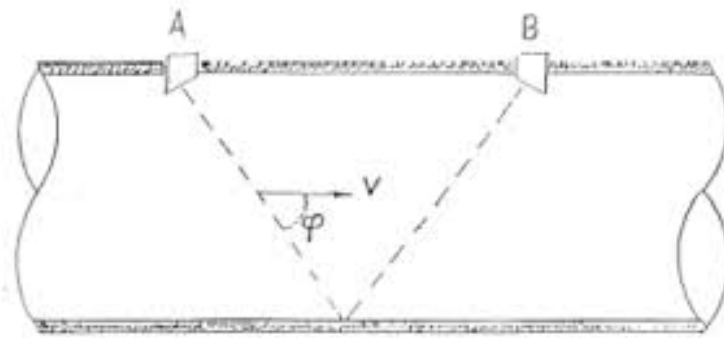


Figura 13: Misuratore ad ultrasuoni

Esistono sul mercato numerosi altri strumenti basati su diversi principi di misura, quali V-Cone, vortex e swirl, i quali non vengono approfonditi poiché installati solamente per particolari applicazioni.

Nella Tab. 3 sottostante vengono riassunti i vari strumenti di misura, con il loro diametro della tubazione minimo, la loro applicabilità, pressione massima di esercizio, temperatura massima di esercizio, campo di lavoro, precisione, perdite di carico e tratti rettilinei richiesti a monte e a valle. Per quanto riguarda l'applicabilità il simbolo "x" rappresenta la possibile installazione su quel particolare tipo di fluido e "#" indica il fatto che è utilizzato soprattutto per quel particolare fluido termovettore in quanto garantisce elevate prestazioni.

		Applicabilità																Tratti rettilinei richiesti	
Tipo di misuratore	Diametro tubazione (mm)	Acqua potabile	Acqua industriale	Acqua emulsionata	Acqua demineralizzata	Acqua surriscaldata	Vapore	Aria compressa	Aria surpressa	Metano	Gas tecnici	Acque scariche	P max esercizio (bar)	T max esercizio (°C)	Campo di lavoro	Precisione tipica (%)	Perdite di carico	A monte	A valle
Disco calibrato	>50	x	x	x	x	x	x	x	x	x	#		500	500	5 ÷ 1	1	Medie/Alte	20 D	5 D
Boccaglio	>50	x	x	x		x	#	x	x	x	x		500	500	5 ÷ 1	1	Basse	40 D	5D
Magnetico	>3	x	x			x							200	200	20 ÷ 1	0,5	Nulle	-	-
Turbina	>12,5	#	#			#				#	x		400	150	15 ÷ 1	0,5	Basse	10 D	5 D
Ultrasuoni	>3	x		#		#	#						200	200	10 ÷ 1	1	Nulle	10 D	5 D
Massico	>12,5	x						#	#				100	200	20 ÷ 1	1	Medie	-	-
Termico	>5	x						#	#				100	200	10 ÷ 1	1	Basse	10 D	5 D
Vortex	>50	x											100	200	15 ÷ 1	1,5	Basse/Medie	20 D	5 D
Stramazzi	>30											#	-	-	20 ÷ 1	3	Basse	-	-
Canali	>20											#	-	-	50 ÷ 1	4	Basse	-	-

Tabella 3: Comparazione tra i diversi misuratori di portata

Fino ad ora abbiamo analizzato i singoli tipi di misuratori per le misure di temperatura, pressione e portata, tuttavia lo scopo di un sistema di gestione dell'energia è quantificare appunto l'energia che è consumata all'interno dello stabilimento o di un singolo reparto. Per fare ciò è necessario monitorare tutte le proprietà di ogni singolo vettore, per cui su ognuno si hanno quelli che vengono chiamati "loop di misura": più misuratori installati su un vettore, spesso collegati poi ad un'unica unità di elaborazione per conoscere tutte le proprietà utili all'analisi e calcolare appunto l'energia tramite questi dati. L'energia, in base alla criticità e al livello di dettaglio che si vuole raggiungere, può essere istantanea e poi di conseguenza totalizzata o solamente totalizzata nel tempo.

Per quanto riguarda l'acquisizione dei dati, i dispositivi di elaborazione che possono essere utilizzati sono:

- datalogger (registratore di dati);
- unità di calcolo;
- PLC (controllore logico programmabile).

La scelta è effettuata in base al numero di segnali da gestire, allo scopo della misura ed alla disponibilità di apparecchiature già installate.

Datalogger

Dove non è utile conoscere l'energia consumata ma più che altro la portata circolante come ad esempio per le acque fredde (potabile, industriale, demineralizzata, refrigerata) si utilizza un datalogger, il quale memorizza la portata istantanea ricevuta dal misuratore e fa semplici calcoli quali integrare e totalizzare. Il datalogger è un dispositivo elettronico alimentato da una batteria interna, dotato di un microprocessore e di una memoria per l'acquisizione di dati. Può essere collegato a un computer per poter visualizzare i dati oppure avere a bordo un proprio display. Il principale vantaggio di usare dei datalogger è la possibilità di memorizzare in modo automatico su base giornaliera dati campionati nel tempo. Dunque, esso è uno strumento completo, ovvero stand-alone. Esistono sul mercato dispositivi semplici ed economici con un singolo canale e altri più complessi con centinaia di canali. [17]

Unità di calcolo

Invece nel caso in cui si voglia conoscere il consumo di energia ad esempio tra mandata e ritorno di una tubazione si utilizza un'unità di calcolo. Caso molto frequente è per quanto riguarda l'acqua surriscaldata, in cui il loop di misura è costituito da un misuratore di portata, due di temperatura, uno sulla mandata e uno sul ritorno, e dall'unità di calcolo. Infatti, solitamente in questo caso l'utenza non preleva direttamente l'acqua ma, tramite uno scambiatore di calore, ne riscalda quella di un circuito secondario. Per cui la portata tra mandata e ritorno rimane costante e ciò che varia è la temperatura. L'energia consumata da quella particolare utenza è calcolata appunto dal dispositivo che acquisisce i tre dati e restituisce e memorizza questi tre e l'energia associata, istantanea e totalizzata, calcolata tramite la potenza:

$$P = Q \cdot c_p \cdot (T_m - T_r) \quad (15)$$

Dove P è la potenza [W], Q la portata in massa [kg/s], c_p il calore specifico a pressione costante del fluido [J/(kg·K)], T_m e T_r rispettivamente la temperatura del fluido rispettivamente di mandata e di ritorno [K].

Per passare poi all'energia è necessario integrare la potenza P in un intervallo di tempo Δt [s], solitamente il tempo tra un'acquisizione e quella successiva, dunque:

$$E = P \cdot \Delta t \quad (16)$$

Le unità di calcolo sono in grado memorizzare più dati contemporaneamente grazie a diversi canali di ingresso ricevendo i segnali I/O dai misuratori. Così come i datalogger, questo tipo di dispositivi non devono essere programmati. Anzi, grazie proprio all'impossibilità di modificare le configurazioni all'interno del microprocessore e quindi di manometterle per falsificare i dati, essendo le formule già certificate dal produttore, esse sono utilizzate quando si vuole certificare la propria azienda, ad esempio per ottenere i certificati bianchi, i quali attestano l'efficienza energetica. Quindi, quando si ha questa necessità, si utilizza questo tipo di dispositivo. Inoltre, dispongono spesso di un'interfaccia di utilizzo.

PLC

Invece, quando vi è la necessità di gestire una mole di dati maggiore (fino a 1000/1500 segnali), nonché simultaneamente di realizzare logiche di controllo e regolazione, si utilizzano i PLC. Esso è un dispositivo elettronico specializzato proprio nella gestione e nel controllo dei processi industriali. Essendo progettato per operare appunto in ambiente industriale, esso risulta essere

affidabile anche in ambienti ostili, occupa uno spazio esiguo, è di facile manutenzione, riprogrammabile e flessibile dal punto di vista applicativo. Un PLC è composto da:

- alimentatore;
- CPU con una memoria interna o esterna;
- schede di ingresso o di uscita sia analogiche che digitali e con possibilità di espansione;
- schede di comunicazione verso altri tipi di interfaccia.

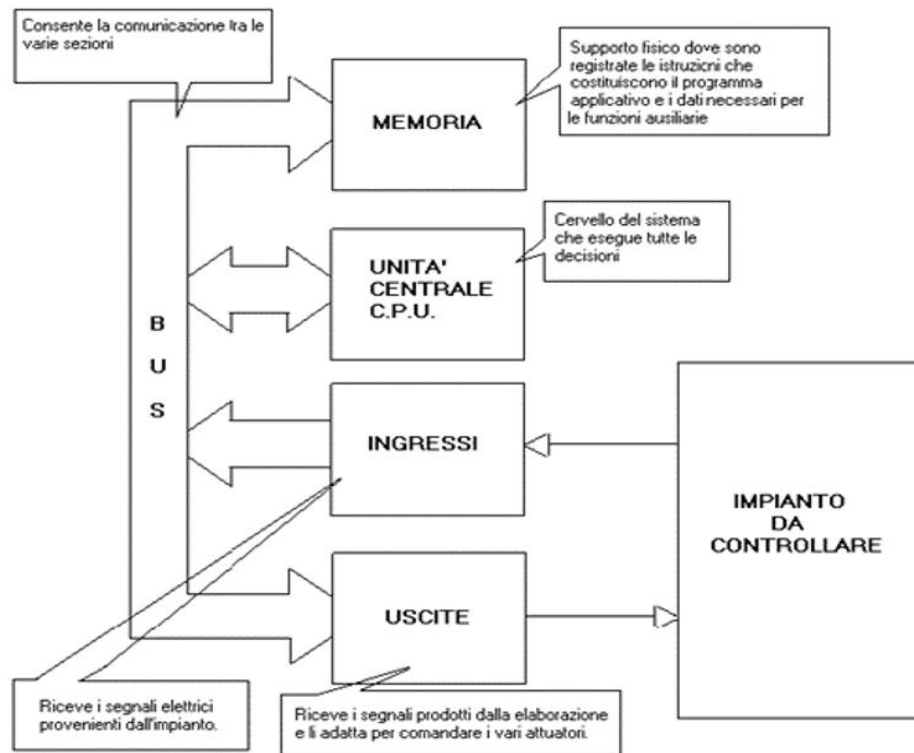


Figura 14: Schema PLC [20]

L'alimentatore è un apparato necessario per il funzionamento dei PLC. Esso è utilizzato per fornire l'energia elettrica a tutte le schede del PLC. La CPU è una scheda complessa basata su una logica programmabile con funzionalità base di memorizzazione e accesso ad I/O, e con una zona di memoria a disposizione del programma utente, cioè del programma di automazione, che influisce sulla velocità di elaborazione. [18] Il numero dei PLC dovrà essere stabilito in base alle esigenze d'impianto, al numero di segnali e loop da gestire e ai tempi di ciclo di ciascun task. Il sottosistema di I/O sarà composto da schede modulari per ciascun tipo di segnale installate su bus backplane. Le quali possono essere del tipo analogico o digitale. Le schede di ingresso digitali sono utilizzate per il controllo di grandezze "digitali", cioè di tensioni a due valori (ad esempio 0 V o 24 V). Le schede di ingresso analogiche permettono il controllo di grandezze elettriche il cui valore può variare in continuo entro un intervallo definito. Le

grandezze in gioco sono acquisite in tensione (0-10 V) o in corrente (4-20 mA). Si ha un'uscita di tipo analogico (in tensione o in corrente) quando occorre regolare una grandezza variabile, come ad esempio può essere la velocità di un motore sotteso ad un inverter. Le uscite digitali sono anche dette a contatti puliti e sono sempre in tensione, si utilizzano per regolare attuatori che possono avere soltanto due stati come relè ed elettrovalvole a due stati.

In sostanza è dotato di interfacce ingresso/uscita, capaci di dialogare con dispositivi che possono essere pulsanti, sensori, azionamenti e misuratori, tuttavia ha tempi di risposta più rapidi, motivo per cui sono utilizzati per logiche di regolazione e controllo. Trattandosi di un elaboratore a tutti gli effetti, il PLC è costituito da una parte hardware formata da cavi e altri oggetti fisici e da una parte software costituita dalle istruzioni che formano il programma che deve essere eseguito. Esso, acquisisce i segnali d'ingresso che gli giungono dai sensori di campo e in base al loro valore e a quanto stabilito dal programma, emette i necessari segnali di uscita indirizzandoli verso gli attuatori. [19]

Il PLC deve essere programmato da un softwarista specializzato tramite un PC su cui è installato il software di ingegneria, per cui all'alto costo di acquisto di questi dispositivi deve essere anche aggiunto questa ulteriore spesa assolutamente non trascurabile in quanto l'addetto deve essere appunto specializzato e deve intervenire necessariamente ogni qualvolta sia necessario modificare il software del PLC.

Per applicazioni particolarmente critiche, come ad esempio il controllo di grandi caldaie, si installano PLC ridondati: ovvero due PLC identici che sono installati per svolgere la stessa identica funzione e sono mantenuti sincronizzati. La ridondanza può essere di due tipi:

- a caldo (hot backup);
- a freddo (cold backup).

A caldo significa che i due PLC (un Master e un Slave) sono mantenuti sincronizzati e un dump completo della memoria avverrà ad ogni ciclo, quindi i due sistemi operano congiuntamente, ma ciascuno di essi è in grado di svolgere la funzione da solo in caso di guasto dell'altro. In caso di anomalia del sistema Master, lo Slave assumerà il controllo garantendo una commutazione "bumpless", quindi senza interruzione del servizio. Il guasto di una qualsiasi unità in configurazione ridondata, dovrà comportare la commutazione automatica sulle unità di riserva senza disturbare le normali operazioni del sistema e senza interruzioni delle azioni di controllo. Dovranno essere generati opportuni allarmi di sistema per informare l'operatore della avvenuta commutazione. In quella a freddo, invece, solamente il sistema Master è operante e

quello Slave interviene solamente in caso di malfunzionamento del primo. La differenza risiede nel fatto che in quella a freddo la CPU Slave necessita di un paio di secondi prima di trasferire a sé i dati dal Master e iniziare il controllo, per cui si ha un “congelamento” temporaneo delle variabili, tuttavia senza mai interrompere il processo. Invece in quella a caldo, operando le due unità contemporaneamente e in sincronia, il ritardo è dell’ordine dei ms. Normalmente, la più utilizzata è la soluzione hot backup.

In caso di segnali provenienti da diverse zone d’impianto, si può pensare all’installazione di armadi periferici per l’acquisizione dei segnali in loco. Per cui all’interno saranno presenti solamente schede di I/O e non ulteriori CPU, permettendo quindi di risparmiare sensibilmente sul numero totale di PLC per la gestione dell’impianto.

2.3.2 Rete

Si trattano ora nel dettaglio i vari tipi di collegamenti tra i misuratori e le unità di elaborazione e tra questi ultimi e i livelli superiori, analizzando anche i vari componenti che compongono l’architettura di rete di comunicazione.

Per quanto riguarda le reti di campo, il collegamento tra i misuratori e i sistemi di acquisizione dati può essere di due tipologie:

- tradizionale;
- a bus di campo.

Nell’architettura tradizionale ogni singolo misuratore è interfacciato direttamente al dispositivo di acquisizione, il sistema è quindi centralizzato e l’acquisizione dei segnali è punto a punto. I vantaggi di questa configurazione sono: architettura fortemente affidabile e collaudata, piena disponibilità dei componenti sul mercato e facile manutenzione e diagnostica dei guasti. Tuttavia, in questo modo è necessario un numero elevato di collegamenti, magari tra luoghi distanti tra loro, con conseguente costo elevato per i cablaggi.

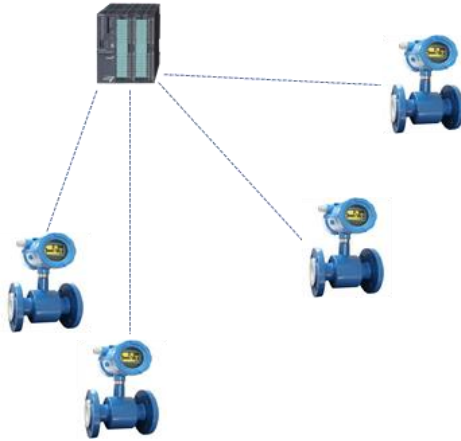


Figura 15: Architettura tradizionale

Invece, l'architettura a bus di campo (fieldbus) è una forma di comunicazione digitale di tipo seriale tra i diversi dispositivi (nodi) costituenti il processo, ovvero sensori, attuatori, variatori di velocità, strumenti di misura e regolatori. La comunicazione tra i nodi è gestita secondo un protocollo che è caratteristico di ogni tipo di bus di campo. [21] L'architettura a bus consente una notevole riduzione dei cablaggi e quindi dei costi di acquisto e installazione. Inoltre, questa configurazione ha un'elevata flessibilità in quanto ne consegue una rapida aggiunta o rimozione di dispositivi, e facilità di condivisione delle risorse. Tuttavia, la manutenzione è più difficoltosa e la velocità di comunicazione è minore, dovendo interrogare in serie tutti i dispositivi. La trasmissione seriale è una modalità di comunicazione tra dispositivi digitali nella quale i bit sono trasferiti lungo un canale di comunicazione uno di seguito all'altro e giungono sequenzialmente al ricevente nello stesso ordine in cui li ha trasmessi il mittente. Infatti, se ad esempio il sistema necessita solamente un'informazione dall'ultimo dispositivo, saranno interrogati prima anche tutti gli altri, e non solo quello interessato come nell'architettura tradizionale, con un ritardo nella risposta. Dunque, quest'architettura non è attuabile in applicazioni particolarmente critiche in cui il controllo deve essere estremamente rapido.

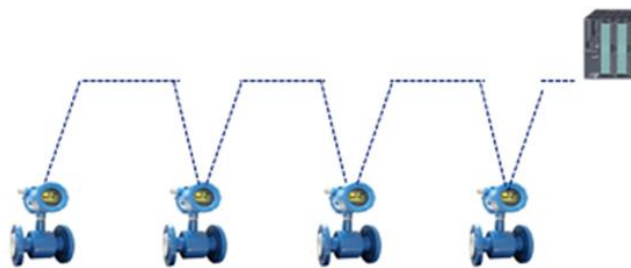


Figura 16: Architettura a bus di campo

Il fieldbus consente l'utilizzo del mezzo fisico per trasmettere misure, comandi e informazioni digitalizzate in senso bidirezionale. La comunicazione tra i nodi è gestita secondo un protocollo che è caratteristico di ogni tipo di bus di campo, il protocollo è scelto in base alla velocità di scambio dati richiesta: Profibus o Profinet per alte velocità e Modbus per applicazioni di media complessità e criticità.

Profibus (Process Field Bus) è un sistema di comunicazione seriale e digitale, ideato per la comunicazione ad alta velocità tra controllori centrali (PLC/PC) e dispositivi remoti (I/O distribuiti, azionamenti, valvole, ecc.). È un protocollo di comunicazione mono-master multi-slave che necessita la posa di un unico cavo, di colore viola. Esistono sottocategorie caratterizzate da velocità e distanze di comunicazione.

Profinet (Process Field Net) è di fatto l'evoluzione del Profibus in grado di permettere lo scambio dati tra segmenti diversi di bus di campo utilizzando Ethernet, permette di collegare il "campo" ai livelli superiori con una struttura gerarchica e ha il vantaggio di avere una velocità di scambio ancora superiore al Profibus. Il cavo è di colore verde.

Modbus è un protocollo di comunicazione creato precedentemente a quelli appena descritti e per questo ha una velocità di segnale minore, tuttavia ha una maggior semplicità di installazione e manutenzione.

Ethernet

Ethernet è un protocollo di comunicazione dedicato allo scambio di dati in una rete locale LAN (Local Area Network), nato per risolvere il problema della collisione di dati quando più sorgenti inviano segnali contemporaneamente. Quando viene utilizzato più del 50-60% della banda si devono prendere precauzioni per evitare blocchi. I cavi utilizzati possono essere coassiali (thick o thin Ethernet), doppini (UTP, STP), fibra ottica. Come si analizzerà più approfonditamente parlando nello specifico dell'architettura di Mirafiori, in generale dai PLC esce già un segnale Ethernet, invece dalle unità di calcolo esce un segnale seriale che tramite un convertitore deve essere portato a Ethernet.

L'utilizzo del cavo coassiale è ormai molto ridotto. È possibile trovarlo ancora nelle installazioni di rete di diversi anni fa. I cavi coassiali sono costituiti da un conduttore centrale in rame rigido, circondato da uno strato isolante rivestito da una calza di materiale intrecciato (che costituisce il secondo conduttore), questa è a sua volta ricoperta da un altro strato isolante

immune ai disturbi causati dai campi magnetici e viene prevalentemente utilizzato per la costruzione di reti a bus. I cavi coassiali possono essere thin Ethernet (sottile) o thick Ethernet (spesso). Il secondo, a differenza del primo, è più spesso e rigido, per cui trasporta il segnale per distanze maggiori. [22]

Nell'ambito delle piccole LAN sono utilizzati soprattutto i cavi UTP (Unshielded Twisted Pair o doppino ritorto non schermato) e STP (Shielded Twisted Pair o doppino ritorto schermato). Sono costituiti da 4 coppie di conduttori di rame ritorti. Le coppie così intrecciate sono a loro volta ritorte in un'unica spirale. Tale disposizione dei cavetti consente di limitare il campo magnetico generato da ogni singolo cavetto che andrebbe a disturbare il segnale dell'intero cavo di rete. Il doppino, utilizzato nelle nuove reti, è conforme a diversi standard quali, ad esempio, il doppino non schermato UTP, di Categoria 3, utilizzato nelle linee telefoniche tradizionali, e quello di Categoria 5, sempre più spesso usato nelle attuali reti dati (e in quelle miste dati/fonia). Il cablaggio UTP è classificato in base all'applicazione (telefonia o dati) e alla velocità di trasmissione richiesta.

Per collegare tra loro nodi a grande distanza, come può essere maggiore di 100 m, si utilizza un cavo di tipo Ethernet in fibra ottica. La fibra ottica è generalmente riservata ai collegamenti più importanti delle grandi reti. Serve infatti per portare grandi quantità di dati e per realizzare reti di dimensioni maggiori, ed è particolarmente costoso. Tali cavi trovano il loro impiego ideale in tutte quelle applicazioni che richiedono una totale immunità alle interferenze elettriche. In particolare, essi vengono utilizzati nei sistemi preposti alla trasmissione di una notevole quantità di dati. Le fibre ottiche sono classificate come guide d'onda dielettriche basate sulla disomogeneità del mezzo il cui nucleo è sede del campo elettromagnetico. Esse, in altre parole, permettono di convogliare e guidare al loro interno un campo elettromagnetico di frequenza sufficientemente alta (in genere in prossimità dell'infrarosso) con perdite estremamente limitate. Disponibili sotto forma di cavi, sono flessibili, immuni ai disturbi elettrici ed alle condizioni atmosferiche più estreme, e poco sensibili a variazioni di temperatura. Hanno solitamente un diametro di rivestimento (cladding) di 125 μm . [23]

Il cavo in fibra ottica è costituito da cinque diversi componenti: core (nucleo); cladding (rivestimento); coating (copertura); strengthening fibers (fibre di irrigidimento); cable jacket (guaina). Il nucleo è un filo di vetro o plastica, misurato in micron, che trasporta i dati sotto forma di segnale ottico da una sorgente al dispositivo di destinazione. L'intero cavo in fibra ottica è dimensionato in funzione del diametro del core. Il rivestimento è uno strato sottile che

avvolge il nucleo della fibra ottica e delimita il fascio di luce emesso dando vita al fenomeno della rifrazione. In questo modo, i dati hanno la possibilità di viaggiare per tutta la lunghezza del cavo. La copertura è uno strato di plastica che ricopre sia il core che il cladding ed offre una protezione contro bruschi ed eccessivi piegamenti del cavo. Le fibre di irrigidimento sono costituite da materiali come il Kevlar o la gomma, contribuiscono a proteggere il core da una forte pressione e da un'eccessiva tensione durante le operazioni di posa del cavo. La guaina è lo strato esterno del cavo. Il suo colore può essere nero, giallo o arancione.

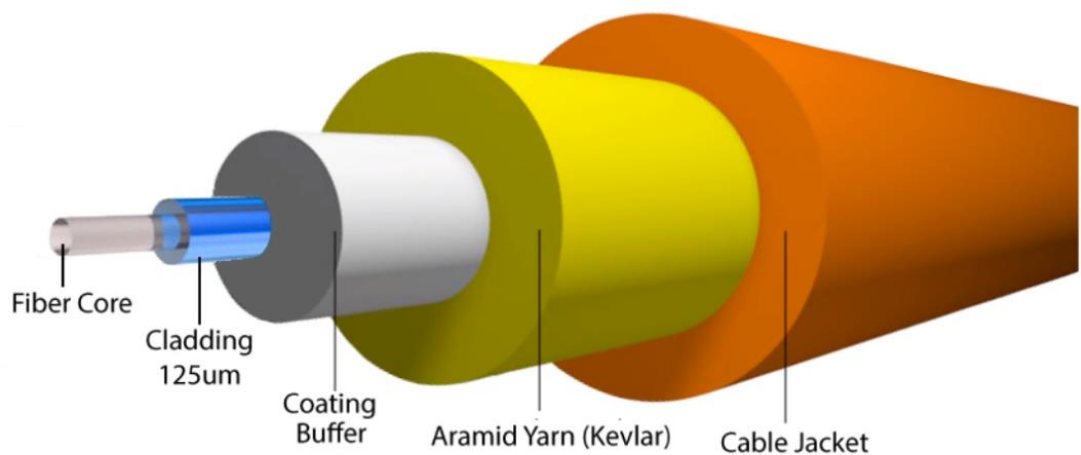


Figura 17: Sezione fibra ottica [24]

I principali vantaggi dei cavi in fibra ottica rispetto a quelli in rame sono:

- immunità (la fibra ottica è immune alle interferenze);
- bassa attenuazione (il segnale luminoso incontra poca resistenza e in questo modo i dati possono viaggiare più lontano e più velocemente);
- copertura di lunghe distanze (è possibile stendere la fibra per diversi km);
- grande larghezza di banda (la fibra ottica è in grado di trasportare un maggior numero di dati rispetto al rame).

Esistono due tipi di fibra ottica: monomodale e multimodale. La fibra monomodale, benché più costosa rispetto a quella multimodale, copre una distanza superiore rispetto a quella assicurata da quest'ultima. Il suo nucleo di piccole dimensioni e il suo unico fascio luminoso eliminano qualsiasi tipo di distorsione e garantiscono alte velocità di trasmissione. Le dimensioni del nucleo della fibra monomodale variano da 8,3 a 10 micron. La fibra ottica multimodale è utilizzata soprattutto per le comunicazioni a breve distanza con elevata capacità e affidabilità.

La differenza principale tra la fibra ottica multimodale e quella monomodale è che il nucleo della prima possiede un diametro più largo, tipicamente compreso tra i 50 ed i 100 micron. L'attrezzatura necessaria per le comunicazioni con fibra ottica multimodale è meno costosa rispetto a quella per le comunicazioni in fibra monomodale. In termini pratici, la dimensione del nucleo più grande semplifica i collegamenti e permette anche l'utilizzo di un'elettronica a basso costo. Le principali differenze tra le due sono riassunte nella seguente tabella.

VELOCITA' DI TRASMISSIONE (Mbit/s)	TIPO DI FIBRA	LUNGHEZZA D'ONDA (nm)	LUNGHEZZA MAX RETE (m)
100	Multimodale	1300	1000
	Monomodale	1310	5000
1000	Multimodale	1310	300
	Monomodale	1310	5000

Tabella 4: Differenze fibra multimodale e monomodale [25]

Wireless

Il termine wireless indica una comunicazione tra dispositivi elettronici che non fa uso di cavi ed è quindi non cablata. Generalmente il wireless utilizza onde radio a bassa potenza; tuttavia esistono tecnologie meno diffuse che sfruttano la radiazione infrarossa o il laser. Ogni sistema di comunicazione wireless è composto da un trasmettitore, uno o più ricevitori e dagli elementi deputati all'irradiazione elettromagnetica quali possono essere le antenne. Questa tipologia di comunicazione è adottata per distanze medio/brevi per evitare di posare numerosi fili e soprattutto perché permette un risparmio economico. Tuttavia, il segnale è appunto attenuato con la distanza, soffre fortemente di interferenze sulle frequenze e fa nascere alcune problematiche riguardo la sicurezza.

Analizzati i mezzi fisici e i protocolli di comunicazione, si esaminano ora i vari apparati che compongono la rete.

Router

Un router è un dispositivo hardware che si occupa di scegliere quale sia il percorso migliore per far comunicare due dispositivi connessi ad una rete, creando anche i collegamenti tra reti che utilizzano protocolli diversi. Tali computer instradano (termine in inglese da cui prende il nome) i pacchetti di dati verso il relativo computer di destinazione, servendosi dell'indirizzo IP di un protocollo di instradamento. Essi sono di fatto “smistatori di traffico”, e nelle reti si occupano solitamente del traffico verso l'esterno della rete locale, ad esempio per un collegamento a internet. In generale qualsiasi router che si occupi dell'interfacciamento della LAN con internet, è chiamato Gateway. L'indirizzo IP di un pacchetto di dati comunica a quale sottorete, a quale altro router o computer si devono inviare i dati. Una volta che il router determina dove il pacchetto deve essere spedito, trova la strada più veloce per spedire i dati a destinazione. Il router inoltre deve spedire questi dati nel formato più adatto per il trasferimento delle informazioni. Ciò significa che può impacchettare nuovamente i dati o frammentarli in parti più piccole in modo tale che il destinatario li possa manipolare.

Hub

Gli hub, o ripetitori, sono i dispositivi che collegano fra di loro gli utenti. Il suo compito principale è quello di ricevere le informazioni da un dispositivo di rete e di inoltrarle a tutti gli altri dispositivi collegati alle sue porte, senza però verificare quale sia il reale destinatario di tali dati. Ogni pacchetto di dati proveniente da un computer viene ricevuto dall'hub su una porta e trasmesso a tutte le altre. Tutti gli utenti collegati a un hub o a una serie di hub connessi “in cascata” si trovano nello stesso “segmento” di rete e condividono la stessa larghezza di banda (velocità). È facile immaginare che questa tipologia di connessione con banda “condivisa” esaurisca rapidamente la capacità della rete di far viaggiare rapidamente il traffico delle informazioni. La poca efficienza dell'hub è data proprio dal fatto di non distinguere gli utenti, che provoca un traffico inutile sulla rete e problemi sulla sicurezza dei dati. Per tali tipi di motivazioni, tali dispositivi sono utilizzati solo in piccole zone della rete, che non abbiano esigenze particolari in fatto di banda e sicurezza dei dati. In caso contrario è preferibile utilizzare switch (dispositivo analizzato in seguito). Facendo un esempio, è come se il centralinista di una grande azienda ricevesse una telefonata e la passasse a tutti i dipendenti, non solamente al diretto interessato, i quali dovranno rispondere per capire a chi è indirizzata

la chiamata: la linea sarebbe sempre occupata e tutti perderebbero del tempo essendo sempre al telefono.

Switch

Lo switch è un dispositivo “intelligente” che analizza i pacchetti per indirizzarli esattamente al destinatario, senza coinvolgere gli altri utenti connessi alla rete. Di fatto è un hub ma con una tecnologia più avanzata, per il modo in cui gestisce ed inoltra i dati ricevuti dalla rete. Lo switch è in grado di analizzare il contenuto del pacchetto ricevuto, per indirizzarlo al reale destinatario, a differenza dell’hub che invia indistintamente i pacchetti a tutti gli utenti collegati, creando un inutile spreco di banda ed un calo nella sicurezza. Infatti, i pacchetti di dati che circolano in rete contengono, al loro interno, l'indirizzo del mittente e quello del destinatario. Di conseguenza, lo switch non fa altro che leggere l'indirizzo di destinazione, creare un collegamento virtuale tra esso e la macchina ricevente ed inviare i dati soltanto a quest’ultima. Per isolare la trasmissione dalle altre porte, lo switch stabilisce una connessione temporanea tra la sorgente e la destinazione, chiudendola al termine della conversazione. A differenza degli hub, essendo dedicata, offrono una maggior lunghezza di banda. Talvolta, per questioni economiche, lo switch può svolgere funzionalità di routing di base per semplici connessioni allo stesso livello.

Firewall

Esso è un componente fondamentale per la sicurezza della rete, autorizza e controlla il traffico di dati tra una rete sicura e una rete insicura. Deve consentire agli utenti riconosciuti di navigare nella rete locale e vietare l’accesso degli utenti non riconosciuti, o restringerlo ad una area definita.

De-Militarized Zone (DMZ)

Restando sempre nell’ambito della sicurezza della rete informatica, è utile introdurre il concetto di de-militarized zone. È una sottorete isolata, che contiene dei servizi informatici offerti da un’azienda, accessibili sia da reti esterne non protette, sia da internamente all’azienda (intranet) e il cui scopo è quello di far usufruire questi servizi nella maniera più sicura possibile, senza compromettere la sicurezza della rete aziendale. Traducendo dall’inglese, il termine significa

“zona demilitarizzata”, ovvero un'area tra stati nazionali in cui non è consentita alcun'operazione militare, cioè è vista come zona non appartenente ad alcuno Stato. Ciò indica in pratica una piccola rete isolata posizionata tra internet e la rete interna. Lo scopo della DMZ è quello di aggiungere un ulteriore livello di sicurezza ad una rete locale aziendale, dove un nodo appartenente ad una rete esterna può accedere soltanto ai servizi messi a disposizione, senza mettere a rischio e compromettere la sicurezza dell'intera rete. Nel caso una delle macchine appartenenti alla DMZ sia sottoposta ad un attacco informatico, questo non si ripercuote sul resto della rete. [26]

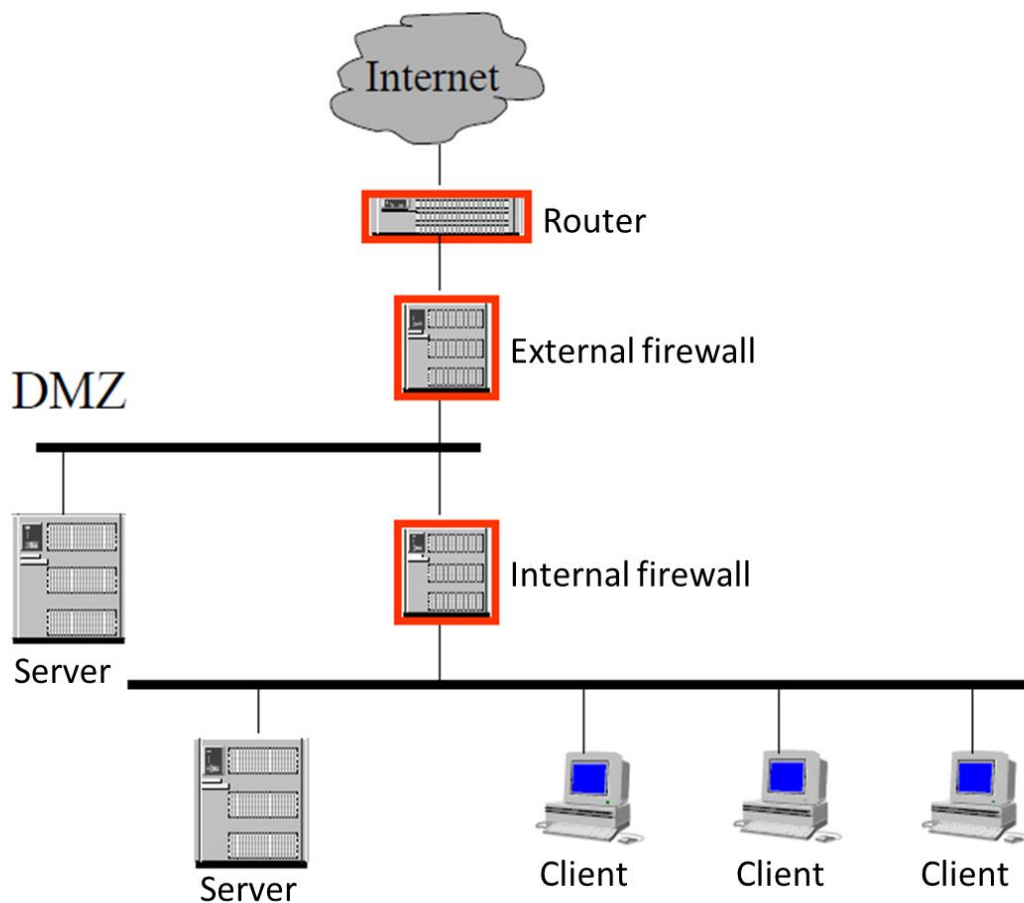


Figura 18: DMZ [27]

2.3.3 Supervisione

Lo scopo del sistema di supervisione è quello di comprendere al meglio il funzionamento dell'impianto vedendo tutti i parametri in tempo reale e allo stesso tempo individuare tempestivamente eventuali anomalie. Il sistema è costituito da più elementi quali le pagine video, storicizzazione (trend e report), allarmistica e log eventi. Lo scopo delle pagine video del sistema di supervisione è avere appunto un'idea generale in tempo reale del funzionamento del sistema tramite apposite pagine video, ma allo stesso tempo fornire un'immagine chiara e immediata della diagnostica grazie alla visualizzazione delle grandezze analogiche su pagina grafica in forma numerica o di barra colorata, alla visualizzazione su barra delle soglie di allarme impostate su una grandezza analogica e al cambio del colore della visualizzazione della grandezza in base alle condizioni di allerta.

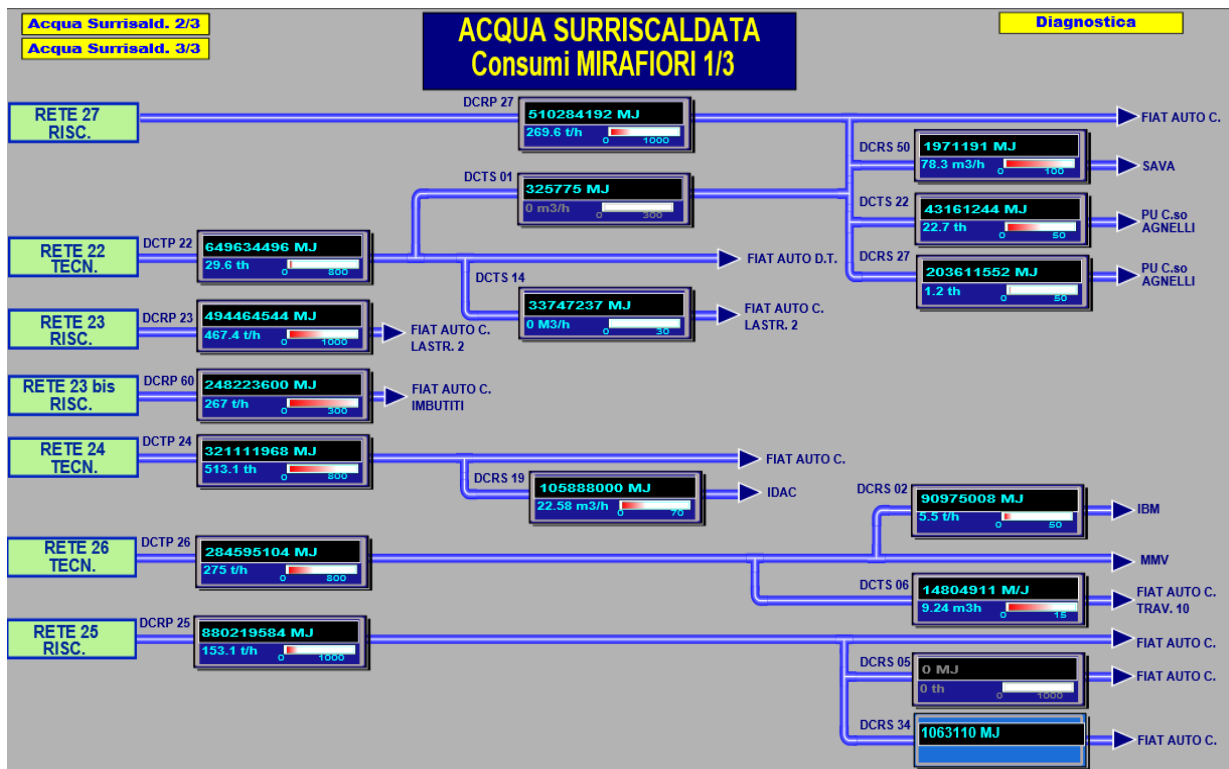


Figura 19: Pagina video dell'attuale centro consumi

Un'altra funzionalità è la creazione e visualizzazione di trend e report delle variabili del sistema. Per tutte le variabili di ingresso ed uscita analogiche (misure e comandi) può essere prevista la registrazione in modo da poter generare trend in qualsiasi momento e su qualsiasi di esse; vi è la possibilità di richiamare dalle pagine grafiche trend preconfigurati o configurabili. Ciò permette un'analisi del funzionamento dell'impianto, della regolazione e delle anomalie.

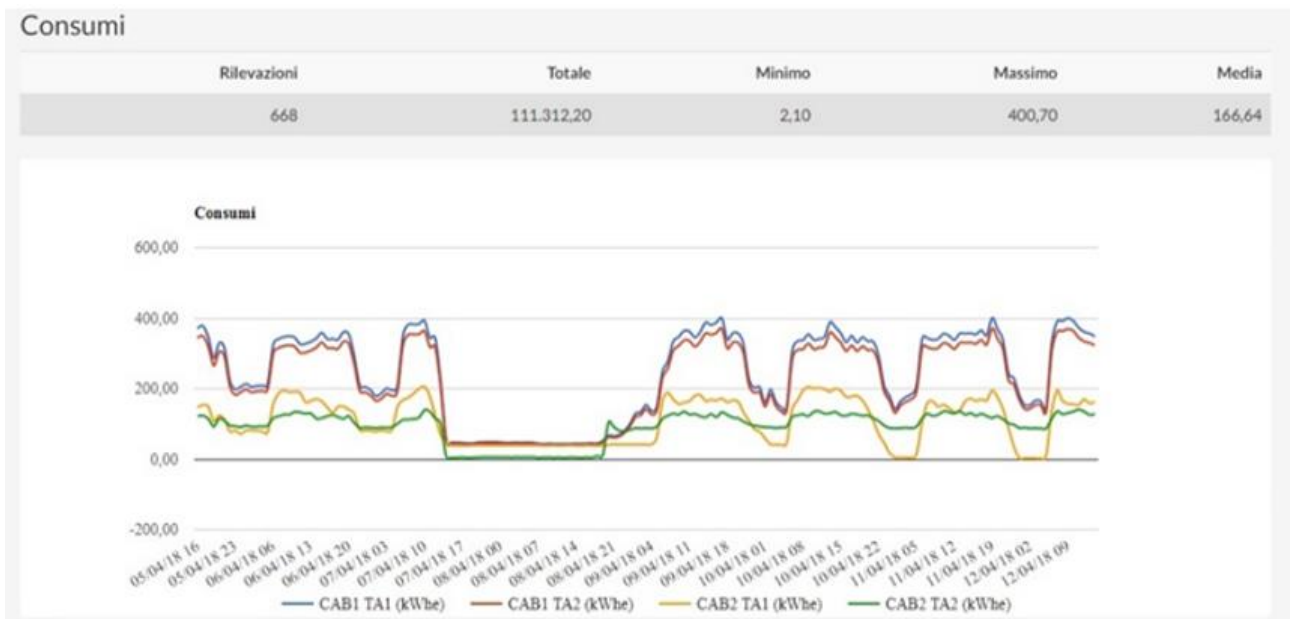


Figura 20: Pagina report

Inoltre, sono presenti funzionalità per quanto riguarda l'allarmistica: il sistema di supervisione fornisce immediato avviso di qualsiasi anomalia tramite un segnale di allarme che può essere sonoro o in forma di spia luminosa/valore evidenziato a pagina video. Il sistema di supervisione registra e visualizza in continuo gli allarmi provenienti dai sistemi di controllo degli impianti (log allarmi).



Figura 21: Pagina allarmistica

Gli allarmi vengono visualizzati mediante apposite pagine video, in cui per ogni riga sono riportati alcuni campi identificativi del punto in oggetto quali:

- data e ora di apparizione, scomparsa, riconoscimento dell'allarme;
- luogo;
- stato (attivo, disattivo, tacitato);
- TAG del segnale che ha generato l'allarme in accordo allo standard di nomenclatura dell'impianto;
- descrizione del segnale, la descrizione dovrà corrispondere a quella usata nel data base generale.

Inoltre, è presente la funzionalità chiamata log eventi, la quale registra le varie condizioni delle variabili durante il normale funzionamento e durante avvii/fermi e le modifiche introdotte dagli operatori per avere una più rapida individuazione e attribuzione degli errori in caso di anomalie.

Esso include:

- stato (marcia o arresto) e comando (marcia o arresto) dei motori (sia in automatico che in manuale);
- stato delle utenze (automatico o manuale);
- stato (aperte, chiuse o in movimento) e comando (apertura o chiusura) delle valvole (sia in automatico che in manuale);
- variazione del set-point da parte dell'operatore (con indicazione del nuovo set-point impostato).

Client-server

Solitamente il sistema di supervisione è basato su un'architettura del tipo client-server: un computer client o terminale si connette ad un server per la fruizione di un certo servizio. Più semplicemente, i sistemi client/server sono un'evoluzione dei sistemi basati sulla condivisione semplice delle risorse: la presenza di un server permette ad un certo numero di client di dividerne le risorse, lasciando che sia il server a gestire gli accessi alle risorse per evitare conflitti di utilizzazione. [28]

Il server non è nient'altro che un computer (spesso molto potente e affidabile) che risponde a delle richieste che gli vengono effettuate da altri dispositivi.

Il software server si occupa di:

- gestione logica del sistema di supervisione;
- implementazione di tutte le tecniche di gestione degli accessi;
- allocazione e rilascio delle risorse;
- condivisione e sicurezza dei dati o delle risorse.

L'archivio storico deve essere dimensionato considerando tutte le variabili analogiche e digitali da/verso campo, tutte le variabili calcolate, tutti gli allarmi e gli eventi. La capacità di archivio allarmi ed eventi deve essere di alcuni mesi almeno in modo da poter risalire ad essi anche successivamente a quando si sono verificati. Come per i PLC è possibile applicare la ridondanza per applicazioni critiche.

Il client è un'componente che accede ai servizi o alle risorse del server. Il software client in genere è di limitata complessità, limitandosi normalmente ad operare come interfaccia verso il server. Il client può essere connesso tramite una rete fisica LAN oppure tramite internet e in questo caso è chiamato client WEB. La prima configurazione è più rapida ed efficiente della seconda. Esso può svolgere alcune operazioni, per cui deve avere capacità elaborative e quindi generalmente è un PC. Il client gestisce l'interfaccia utente dell'applicativo e provvede ad inviare al server le richieste elaborate dall'utente, in pratica è il dispositivo attraverso cui l'utente interagisce.

Macchine virtuali

Per evitare di avere un numero enorme di macchine fisiche server o client, all'interno di grandi aziende si utilizzano le macchine virtuali. Il termine macchina virtuale indica un software che, attraverso un processo di virtualizzazione, crea un ambiente virtuale, di fatto un file, che emula tipicamente il comportamento di una macchina fisica (PC client o server) grazie all'assegnazione di risorse hardware ed in cui alcune applicazioni possono essere eseguite come se interagissero con tale macchina. Tra i vantaggi vi è il fatto di poter offrire contemporaneamente ed efficientemente a più utenti diversi ambienti operativi separati, ciascuno attivabile su effettiva richiesta. La macchina virtuale è isolata dal resto del sistema in modo che il software al suo interno non possa fuoriuscire o interagire con il computer stesso.

[29]

I vantaggi rispetto ad avere macchine fisiche sono:

- possibilità di usare più server virtuali su di una sola macchina fisica;
- ottimizzazione delle risorse;
- isolamento, l'una dall'altra;
- facilità di trasferimento e gestione;
- riduzione dei consumi e dello spazio materiale.

Data storage

Infine, prima di passare al livello superiore, è bene analizzare i metodi per immagazzinare e memorizzare i dati. Con il termine storage si identificano i dispositivi hardware, i supporti per la memorizzazione, le infrastrutture ed i software dedicati alla memorizzazione non volatile di grandi quantità di informazioni in formato elettronico.

Esso si può dividere nei seguenti ambiti applicativi:

- file sharing, ovvero tutte le esigenze di condivisione di informazioni tra diversi server e tra i server e i personal computer;
- data backup, ovvero tutte le esigenze di creazione di copie delle informazioni da riutilizzare nel caso la versione originale venga danneggiata o persa (è la funzione più utilizzata). [30]

2.3.4 Cloud

Cloud è una parola inglese che tradotta letteralmente significa “nuvola”. In pratica il Cloud è una “nuvola” di dati e servizi accessibili con ogni dispositivo elettronico, da qualsiasi luogo e in qualsiasi momento, grazie a una connessione internet. Il Cloud offre sia una funzione di spazio per salvare i nostri dati (Cloud storage) sia di offerta di applicazioni e servizi tramite internet per svolgere numerose operazioni (Cloud computing).

Il Cloud storage è un modello di conservazione dati su computer in rete dove i dati stessi sono memorizzati su molteplici server virtuali generalmente ospitati presso strutture di terze parti o su server dedicati e di fatto affittati dagli utenti (host). [31] Questa funzionalità è fornita tramite potenti server ospitati in grandi data centers di aziende quali Google, Microsoft e Amazon e

sfruttano la potenza dei server (e reti di server) per operazioni che non sarebbero facilmente realizzabili se non a seguito di spese ingenti. Le imprese che si occupano di hosting gestiscono solitamente data center di notevoli dimensioni, i clienti che necessitano di spazio per conservare i propri dati comprano o affittano capacità di storage e la usano per i propri bisogni. Il vantaggio di questo tipo di archiviazione risiede nel fatto che non ci siano affatto spese capitali per l'acquisto di beni materiali propri quali server, ma soltanto spese operative per l'utilizzo del servizio. Inoltre, questo modo permette di aumentare la sicurezza informatica dei dati, memorizzati tramite un solo servizio.

Cloud computing indica un modello di erogazione di servizi offerti on demand da un fornitore ad un cliente finale attraverso la rete internet (come l'archiviazione, l'elaborazione o la trasmissione dati), a partire da un insieme di risorse preesistenti, configurabili e disponibili in remoto sotto forma di architettura distribuita. Ciò permette alle aziende, anche alle realtà più piccole, di accedere a programmi e servizi che necessiterebbero di un investimento in hardware, software e personale specializzato altrimenti insostenibili, così facendo l'host paga solamente il consumo. L'utente non dovrà più preoccuparsi dell'acquisto delle infrastrutture e le licenze, nonché il pagamento del personale per installare, configurare, testare, eseguire, proteggere, aggiornare il programma; potrà così focalizzarsi sul proprio business. Utilizzando varie tipologie di unità di elaborazione (CPU) e memorie di massa, un computer è in grado di elaborare, archiviare e recuperare programmi e dati. Nel caso di computer collegati in rete locale (LAN) la possibilità di elaborazione/archiviazione/recupero può essere estesa ad altri computer e dispositivi remoti dislocati sulla rete stessa. Sfruttando la tecnologia del Cloud computing gli utenti collegati ad un Cloud provider possono svolgere tutte queste mansioni, anche tramite un semplice internet browser. Possono, ad esempio, utilizzare software remoti non direttamente installati sul proprio computer e salvare dati su memorie di massa on-line predisposte dal provider stesso (sfruttando sia reti via cavo che senza fili). [32] I soggetti coinvolti sono:

- fornitore di servizi (Cloud provider): offre servizi generalmente secondo un modello pay-per-use;
- cliente amministratore: sceglie e configura i servizi offerti dal fornitore, aggiungendo ad esempio applicazioni software;
- cliente finale: utilizza i servizi configurati dal cliente amministratore.

In determinate situazioni il cliente amministratore e il cliente finale coincidono. Quando un cliente utilizza il Cloud storage per effettuare il backup dei propri dati, il cliente finale provvede

a configurare e utilizzare il servizio. Questo è appunto il caso di un EMS: infatti, tutti i dati che arrivano dai misuratori sono memorizzati nel Cloud, ed è lo stesso a svolgere tutte le operazioni di cui il sistema ha bisogno: visualizzazione grafica, analisi predittive, correlazioni tra variabili, individuazione degli errori e diagnostica, analisi di performance, ecc.

I vantaggi che il Cloud computing può offrire sono:

- risparmio economico: non ci sono investimenti in hardware e personale di sviluppo;
- flessibilità: è possibile aumentare e diminuire le risorse hardware in base alle esigenze (con variazioni del costo);
- sicurezza informatica: i dati sono duplicati più volte in più sedi geografiche diverse;
- velocità: le bande dati sono dedicate e con elevate capacità;
- accesso in mobilità: si può accedere da qualsiasi luogo e tramite qualsiasi dispositivo grazie a una connessione internet.

2.4 Metodologie generali di acquisizione e gestione informazioni sistemi di misura

Come già anticipato nel Capitolo 2.1 “Controllo di gestione e sistema di gestione dell’energia” la misura dell’energia si basa su 3 concetti fondamentali:

- 1) distinzione tra generazione, distribuzione e utilizzo;
- 2) distinzione tra i singoli vettori energetici;
- 3) distinzione tra aree ed attività diverse.

Il primo criterio sottolinea la necessità di disgiungere la responsabilità e la gestione della generazione dei vettori energetici da quella dell’utilizzo finali di questi ultimi. Infatti, i centri utenti, utilizzano i vettori energetici in base ai volumi e alle condizioni produttive, invece i centri di generazione e distribuzione relazionano i vettori prodotti richiesti dalla produzione all’energia acquistata consumata. Perciò si verifica una verosimile conflittualità tra generazione e utilizzo dell’energia. Ciò è vero a maggior ragione nel caso di studio di Mirafiori, in cui i centri utente e generazione sono effettivamente di due enti diversi, i primi di proprietà di FCA e i secondi di Fenice. Di fatto c’è una vendita e un acquisto diretto dei vettori energetici all’interno dello stesso stabilimento.

Il secondo criterio indica l'esigenza di separare i singoli vettori energetici, in quanto è evidente che dipendano da fattori esterni differenti. Ad esempio, l'energia termica per il riscaldamento è funzione della temperatura esterna e l'energia termica per usi tecnologici dipende dai volumi produttivi.

Il terzo criterio evidenzia la necessità di suddividere lo stabilimento in aree diverse con uso significativo di energia. Ciò per individuare separatamente dove intervenire per una miglior gestione ma anche dal fatto che i consumi possano dipendere da variabili diverse.

Dunque, gli strumenti di misura devono essere installati in modo da rispettare questi tre criteri fondamentali. Ogni vettore è bene abbia il proprio misuratore per le variabili che si vogliono controllare, in modo da evitare le attribuzioni per differenza, infatti difetti di precisione e la propagazione degli errori renderebbero la misura poco affidabile. [1] Tuttavia, come vedremo, in un sito di grandi dimensioni come quello di Mirafiori, alcune misure ad oggi sono proprio calcolate per differenza, soprattutto per quanto riguarda i vettori secondari. Ovviamente, in concomitanza con l'installazione del sistema EMS, dovrà essere ricontrollata la precisione di tutti i misuratori esistenti e installati quelli mancati su tutti i vettori. In questo modo l'EMS potrà svolgere le funzioni elencate in precedenza quali individuazione di anomalie e verifica dei bilanci totali. Con misure affette da errori rilevanti i bilanci non torneranno mai e il sistema individuerà sempre un'anomalia, ma senza la possibilità di capire se effettivamente ci sia qualche problema nel sistema di generazione o perché gli errori degli strumenti si propagano nella verifica. Questo compito sarà proprio uno degli aspetti cruciali trattati in questa attività.

3. Descrizione del lavoro

3.1 Descrizione generale del sito

Il sito industriale analizzato è quello di Mirafiori, nella zona sud di Torino. Esso è di proprietà di FCA e al suo interno operano società dipendenti da quest'ultima e non. Mirafiori è un complesso industriale inaugurato nel 1939 di proprietà di Fiat, oggi FCA, e ricostruita in parte e ampliata nel 1958. Ha un'estensione di circa 2.000.000 m² essendo pressoché all'incirca un quadrato di lato 2 km. Al suo interno sono presenti 20 km di linee ferroviarie e 11 km di strade che collegano i vari capannoni. In passato è stato il più grande complesso industriale italiano, nonché la fabbrica automobilistica più antica d'Europa. Solamente la produzione di energia elettrica autoconsumata nel 2011 è stata di 210 GWh. [33]

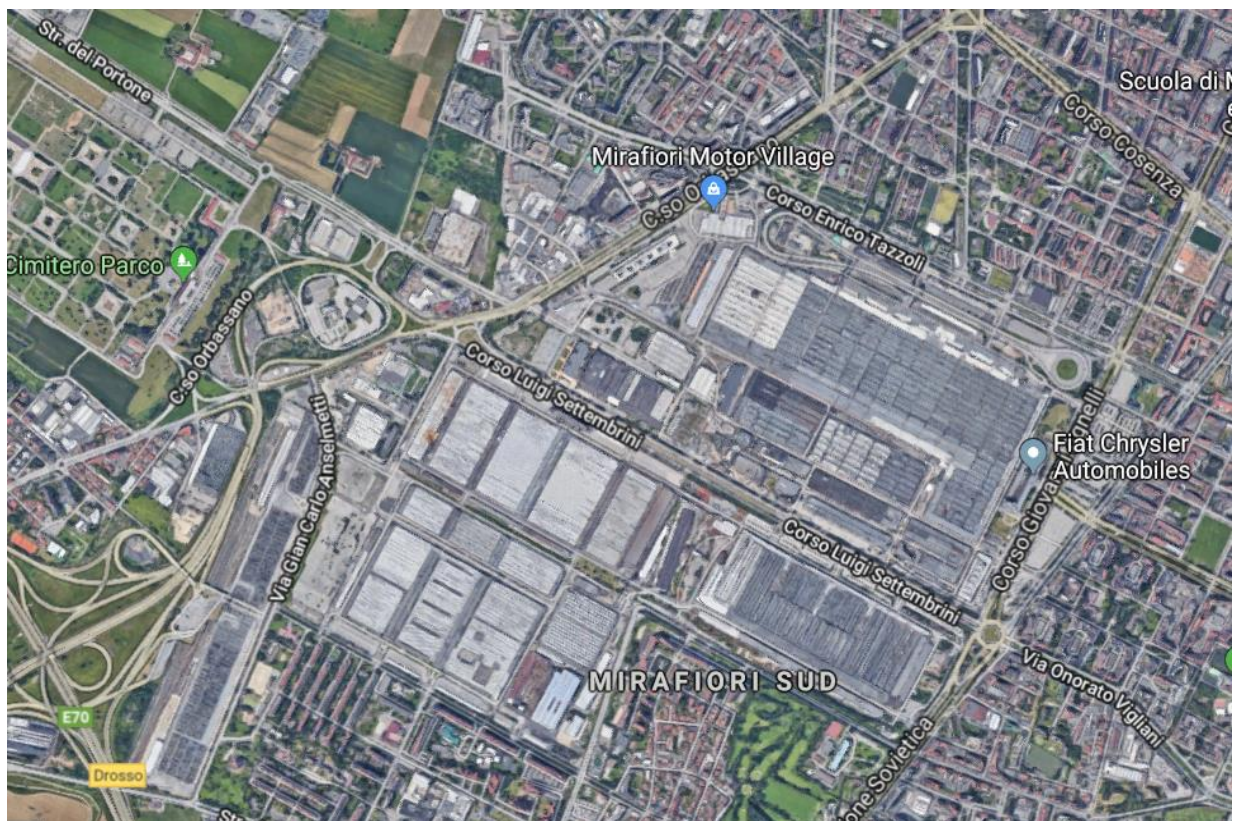


Figura 22: Vista dello stabilimento di Mirafiori

Fenice è un ente ormai completamente disgiunto da FCA, essendo di proprietà di EDF, ma opera all'interno del polo e nello specifico fornisce tutti i vettori energetici necessari alle operazioni dello stabilimento. Infatti, sono di proprietà e gestione di Fenice tutti gli impianti

destinati all'erogazione di questi servizi, nonché le linee di distribuzione dislocate lungo l'intero stabilimento per l'erogazione di questi ultimi. Perciò Fenice fornisce i vettori energetici a FCA, ma anche a tutte le altre società operanti all'interno di Mirafiori. Inoltre, gestisce il trattamento e lo smaltimento delle acque reflue.

Vengono dunque analizzati ora i vari impianti di proprietà di Fenice per la produzione dei vari vettori.

Lo stabilimento ha avuto la massima produzione e operatività negli anni '80 e poi una progressiva riduzione per via dello spostamento verso altri siti, con conseguente calo anche dei consumi energetici. Dunque, al momento la maggior parte degli impianti sono sovradimensionati e non sfruttati del tutto, così come le reti di distribuzione. Perciò un comportamento non propriamente efficiente è fisiologico e dovuto a questo motivo.

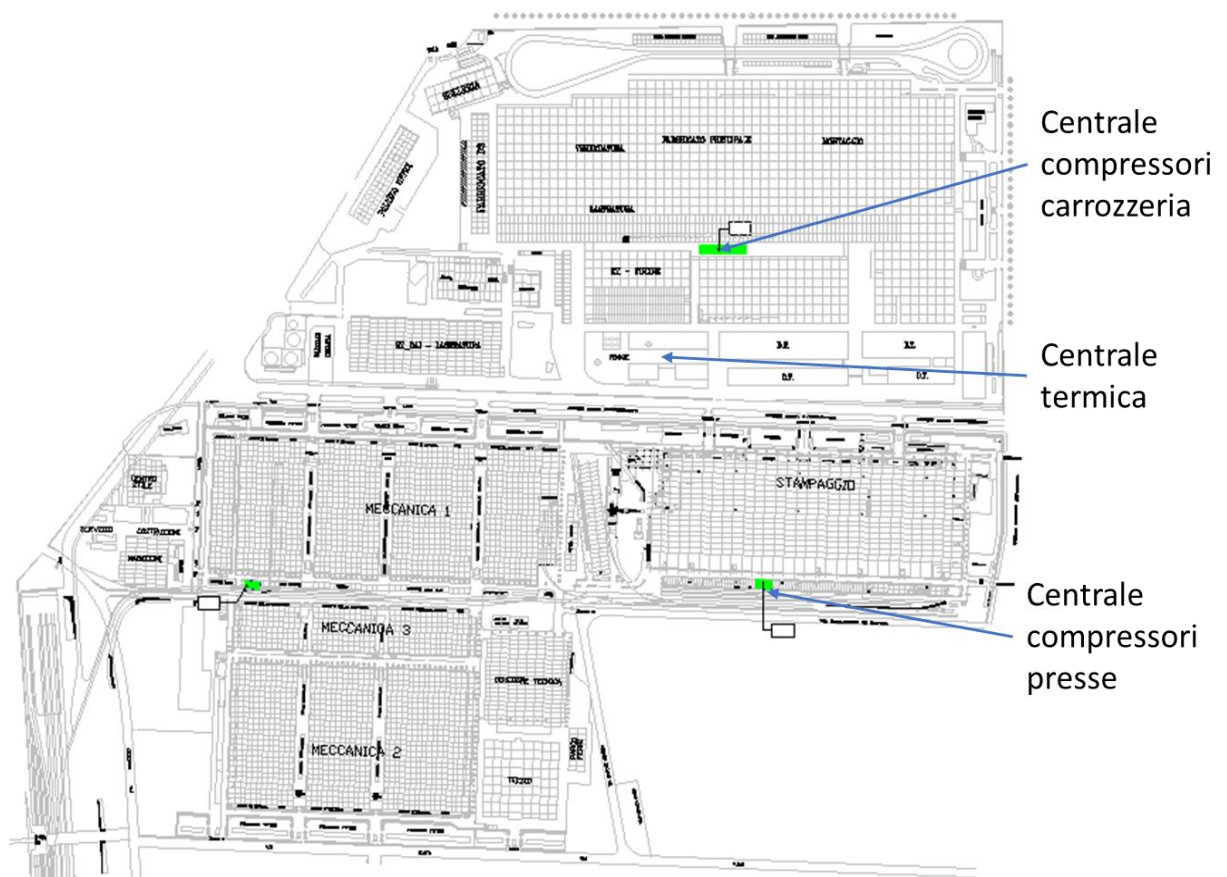


Figura 23: Vista di Mirafiori con la dislocazione delle centrali

3.1.1 Centrale termoelettrica

La centrale termoelettrica, detta CT, nasce nel 1939, anno in cui sorge il complesso di Mirafiori. La prima sezione ad essere costruita è quella relativa alla centrale di alta pressione (CAP), negli anni '50 inizia la costruzione della centrale di media pressione (CMP), nel 1979 vengono costruiti le due turbine a gas (TG16), e nel 1990 i due impianti a ciclo combinato (CICO). Turbine a gas e ciclo combinato sono stati successivamente dismessi e lo sono tuttora.

La centrale termoelettrica di Mirafiori utilizza come combustibile solo gas naturale ed aveva una potenza termica installata pari a 586,88 MW_t ed una elettrica pari a 206,88 MW_e. Essa è costituita da quattro sezioni: media pressione, alta pressione, turbine a gas e ciclo combinato. [34] Le ultime due sezioni sono state chiuse, perciò l'energia elettrica è quasi interamente acquistata dall'esterno, ad eccezione della quota prodotta dalla turbina a vapore recentemente rimessa in funzione.

Media pressione

La sezione di media pressione, detta CMP (Centrale di Media Pressione), è costituita da cinque caldaie (la numero 2 al momento non è operativa, per cui 4 utilizzabili) che operano alla pressione di 22 bar e alla temperatura di 320°C. Esse sono:

- 1) 21 MW al focolare e 19 MW resi, produzione massima di 28 t/h;
- 2) 36 MW resi (non operativa);
- 3) 75 MW al focolare e 70 MW resi, produzione massima di 100 t/h;
- 4) 75 MW al focolare e 70 MW resi, produzione massima di 100 t/h;
- 5) 113 MW al focolare e 105 MW resi, produzione massima di 153 t/h;

Il vapore prodotto può essere utilizzato, in base alle esigenze produttive, per la generazione di energia elettrica tramite una turbina a contropressione recentemente rimessa in funzione, con potenza elettrica pari a 4,8 MW, il cui scarico a 2 bar e 180°C viene inviato a degli scambiatori di calore per la produzione di acqua surriscaldata (8 bar 140°C). L'acqua di alimento delle caldaie è alle condizioni di 32 bar e 140°C. I flussi principali di energia termica utilizzata sono: vapore per processi produttivi (verniciatura) e acqua surriscaldata per il riscaldamento degli edifici e per uso tecnologico dallo stabilimento.

Alta pressione

La sezione di alta pressione, detta CAP (Centrale di Alta Pressione), è costituita da tre caldaie che lavorano alla pressione di 100 bar e alla temperatura di 505°C, con una capacità termica totale pari a 231 MW_t. Tuttavia, ad oggi l'unica caldaia funzionante è una sola esercita a carico fisso invernale di 35 MW resi e una produzione massima di 50 t/h. Il vapore prodotto veniva inviato in parte a tre turbine a contropressione, due con potenza elettrica uguale pari a 17 MW_e e la terza a 11,46 MW_e, per la produzione di energia elettrica, e in quota variabile all'asservimento degli scambiatori di calore per la produzione di acqua surriscaldata utilizzata per fornire riscaldamento sia tecnologico sia civile dello stabilimento e per la fornitura di vapore a 22 bar e 320 °C per uso tecnologico dello stabilimento. Quando non c'è richiesta di vapore per la verniciatura, l'alta pressione è utilizzata solamente per coprire il fabbisogno per il riscaldamento quando la temperatura esterna è molto rigida (qualche grado centigrado sotto lo zero), mediamente per circa 15-20 giorni all'anno.

3.1.2 Gas naturale

Il gas naturale giunge, alla pressione di 15 bar, allo stabilimento industriale di Mirafiori attraverso la cabina di decompressione sita all'interno della cinta dello stesso nel lato su Corso Tazzoli. La proprietà degli impianti della cabina è di Fenice come i sistemi di misura del gas naturale in essa ubicati. Da tale cabina si diramano due linee, con pressioni nominali di fornitura di circa 10 bar. La prima linea alimentava sia una centrale di compressione che elevava la pressione a circa 14 bar per poi alimentare i gruppi TG16 (sezione chiusa), che una centralina di riduzione che decompri la pressione a 4,5 bar per alimentare sia le due centrali termiche Fenice (CAP e CMP) sia le varie utenze di stabilimento. La seconda linea alimentava una centrale di compressione che elevava la pressione a circa 20 bar per alimentare i gruppi a ciclo combinato CICO (sezione chiusa).

3.1.3 Impianto di demineralizzazione

L'acqua demineralizzata, impiegata sia nel circuito di caldaia che di surriscaldata, viene prodotta tramite scambio ionico nell'omonimo impianto. Tale processo è dovuto alla capacità di determinate resine di scambiare i propri ioni con quelli presenti nell'acqua "minerale" in modo reversibile. Le resine si presentano sotto forma di granuli e sono caratterizzate da gruppi attivi ai quali sono legati degli ioni facilmente dissociabili.

Si distinguono in:

- resina cationica forte: gli ioni capace di scambiare sono quelli positivi, ioni metallici, ione ammonio, in quanto il suo reticolo cristallino è costituito da gruppi attivi negativi. Essa converte i sali disciolti nei rispettivi acidi;
- resina anionica forte: gli ioni sostituibili sono quelli negativi, infatti la struttura portante della resina è composta da gruppi attivi carichi positivamente. Essa trasforma gli acidi in acqua.

Le resine demineralizzano fino a quando non si sono esaurite, ovvero fino a quando i suoi ioni sono stati tutti scambiati con quelli contenuti nell'acqua. Esse quindi vengono rigenerate con un processo inverso a quello appena esaminato, intervenendo sulle concentrazioni. In tal modo si riforma la struttura iniziale delle resine. L'acqua da demineralizzare prima attraversa la colonna scambiatrice catione forte poi la torre degasante, decarbonatazione, per eliminare la CO₂ che si sviluppa dalla trasformazione dei carbonati e dei bicarbonati in acido carbonico e in ultimo l'anionica forte. L'acqua demineralizzata che alimenta le caldaie ad alta pressione passa attraverso un letto misto per minimizzare la presenza di silice. Il processo di demineralizzazione produce un'acqua quasi priva di sali disciolti ma con presenza di ossigeno libero e con un pH neutro. Per tale motivo l'acqua, prima di essere utilizzata, viene additivata chimicamente per legare l'ossigeno (deossigenante) e per innalzare il pH a valori basici (alcalinizzante) in quanto l'acqua demineralizzata a pH neutro provoca il fenomeno della corrosione delle superfici metalliche.

3.1.4 Centrali di aria compressa

L'aria compressa viene prodotta da tre centrali: centrale di carrozzeria, di meccanica (attualmente dismessa) e di presse. L'aria compressa da essi prodotta viene consegnata tramite un unico anello di distribuzione a tutto il comprensorio industriale di Mirafiori. Le centrali termiche utilizzano l'aria compressa per il funzionamento degli ausiliari di caldaia. Sono presenti 5 compressori in sala compressori di carrozzeria e 3 in quella di presse. I compressori impiegati sono di tipo centrifughi multistadio o rotativi a vite raffreddati ad acqua: essi prelevano l'aria esterna che dopo opportuna filtrazione, viene portata alla pressione di 8 bar. Parte dell'energia cinetica in gioco viene trasformata in energia termica provocando un innalzamento della temperatura e pertanto un aumento del volume dell'aria. Per ovviare a questo problema tali macchine operatrici sono raffreddate ad acqua, in modo da minimizzare il lavoro di compressione.

Le centrali compressori aria carrozzeria e presse utilizzano torri evaporative per il circuito di raffreddamento dei compressori.

3.1.5 Trattamento acque reflue

L'impianto trattamento acque reflue, detto TAR, scarica in acque superficiali, torrente Sangone, secondo autorizzazione provinciale. Il TAR è costituito da sei vasche di sedimentazione gravimetrica, da due vasche di additivazione veloce, da due chiaroflocculatori e da quattro filtri finali in carbone attivo. Il refluo in ingresso attraversando le vasche di sedimentazione, grazie alla bassa velocità di transito che assume e sfruttando in tal modo la forza di gravità, si libera dalle particelle solide, ad esempio sabbia, che cadono verso il basso e dall'olio che invece, avendo una densità inferiore a quella dell'acqua, tende a salire verso l'alto. Un raschiatore e un annesso schiumatore hanno lo scopo di raccogliere ciò che si è depositato rispettivamente sul fondo e sul pelo libero dell'acqua; la parte solida viene inviata tramite la linea fanghi all'ispessitore e poi alla filtropressa, l'olio viene raccolto in un apposito serbatoio per poi essere smaltito.

3.1.6 Polo freddo

Il polo freddo è costituito da 6 macchine frigorifere identiche e installate tutte nel 2007. Sono alimentate a energia elettrica e hanno una potenza frigorifera di 3735,05 kW_f ognuna. Il fluido frigorifero è il R134a.

3.1.7 Distribuzione elettrica

Essendo state dismesse le sezioni di turbine a gas e a ciclo combinato, l'unica fonte interna di generazione di energia elettrica è la turbina a vapore a contropressione, rimessa in funzione recentemente. Perciò l'energia elettrica è praticamente interamente acquistata dalla rete Terna. Essa arriva ad un'unica cabina di alta tensione, di proprietà di Fenice, e da lì in poi è gestita e mantenuta internamente allo stabilimento. Dunque, l'energia elettrica arriva in alta tensione a 230 kV alla cabina di alta tensione dove è trasformata in corrente a una tensione di 132 kV. Questa è distribuita all'interno dello stabilimento e trasformata in più cabine di trasformazione dislocate all'interno dello stesso. Da 132 kV si passa a 22 kV, poi a 3 kV e da questa alla bassa tensione. Quest'ultima può essere sia di 400 V per il servizio di luci e dispositivi di emergenza, sia di 525 V normalmente per tutti gli altri usi tra cui rientra anche la produzione. Ovviamente i grandi macchinari e utensili non sono alimentati in bassa tensione ma in media tensione.

3.2 Descrizione del modello energetico dello stabilimento

Quantificare il valore dei consumi energetici di uno stabilimento è dunque un passo fondamentale e iniziale per implementare una buona gestione dell'energia, ma come valutare i consumi totali partendo dalle diverse forme di energia (energia elettrica, vari combustibili, fluidi termovettori, acquistati dall'esterno)? Occorre innanzitutto convertire i diversi consumi energetici in unità di misura omogenee e poi sommare i vari termini. Possibile unità di misura sono la tonnellata equivalente (tep) di petrolio o il megajoule. Le tonnellate equivalenti di petrolio hanno una doppia natura: per la precisione sono una massa (1000 kg di petrolio) ma allo stesso tempo possono essere considerati come un'energia, ovvero l'energia liberata dalla combustione stechiometrica di una tonnellata di petrolio, dunque 41,86 GJ.

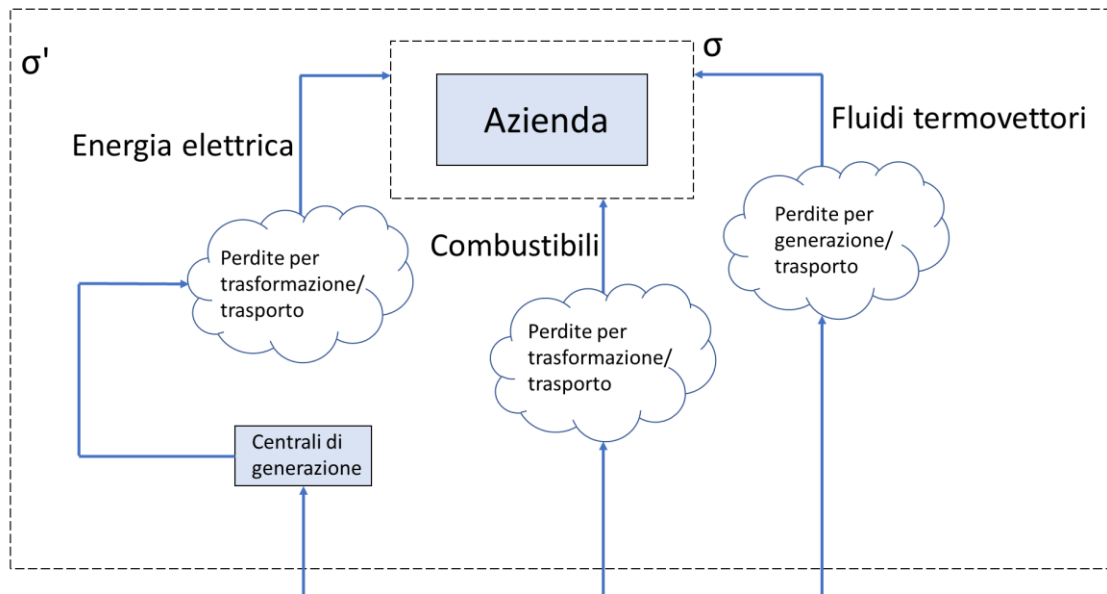


Figura 24: Volume di controllo [1]

I consumi possono essere valutati riferendosi a due diversi volumi di controllo:

- riferendosi a σ , confini dello stabilimento;
- riferendosi a σ' , confini del sistema Paese.

Nel primo caso ciò che si valuta è il consumo finale di energia; invece nel secondo il consumo di energia primaria, ovvero i consumi finali di energia dello stabilimento a cui si sommano le perdite di trasformazione e trasporto. [1]

All'interno dello stabilimento di Mirafiori Fenice si occupa della generazione e distribuzione dei vettori energetici utilizzati per la produzione, per il riscaldamento e autoconsumati per produrre gli stessi.

Essi sono:

- aria compressa;
- acqua surriscaldata/vapore;
- acqua industriale;
- acqua potabile;
- acqua demineralizzata;
- acqua refrigerata;
- metano;
- energia elettrica.

Dunque Fenice, all'interno della centrale termoelettrica, genera il vapore/acqua surriscaldata che poi distribuisce a tutto lo stabilimento sia per usi tecnologici sia per il riscaldamento. L'aria compressa è generata nelle centrali compressori di carrozzeria e di presse e poi distribuita grazie ad un unico anello di distribuzione. Le acque sono prelevate dalla rete pubblica Smat oppure dai pozzi, a seconda degli usi, e distribuita. Il metano è acquistato esternamente dalla rete Snam e utilizzato per alimentare le caldaie e sostenere i processi produttivi. Invece l'energia elettrica è in piccola parte prodotta internamente grazie alla turbina a vapore recentemente rimessa in funzione. La restante parte, ovvero la quasi totalità, arriva da Terna in forma di alta tensione e da questo punto in poi è Fenice che si occupa della trasformazione in media e bassa tensione e la relativa distribuzione.

Utilizzando il modello introdotto in precedenza, è come se Fenice fosse il Paese rappresentato da σ' e tutte le varie utenze (di proprietà di FCA e non) rappresentate da σ . Dunque, essa si occupa di tutto ciò che entra all'interno dello stabilimento fino all'ingresso nei singoli fabbricati, i quali sono di fatto clienti. Alcuni vettori sono acquistati e distribuiti direttamente, altri utilizzati per produrne altri o semplicemente trasformati prima di essere distribuiti.

Nell'analisi dettagliata dei consumi dello stabilimento si terrà in considerazione l'energia elettrica consumata solamente dove strettamente necessario, ad esempio quella utilizzata per alimentare i compressori per la produzione di aria compressa. Questo perché, pur essendo un vettore di fondamentale importanza, essa è importata quasi completamente dall'esterno e le valutazioni si sarebbero ridotte alle perdite di trasformazione e distribuzione. Questo è vero anche per l'acqua potabile, tuttavia in questo caso il vettore in gioco è termofluidico e perciò accomunabile agli altri analizzati. Invece per l'energia elettrica sarebbe necessario introdurre concetti diversi e non particolarmente utili in questa trattazione.

Per modellizzare lo stabilimento si è partiti dalle pagine video del centro consumi, per mezzo delle quali l'utente può consultare in tempo reale il funzionamento degli impianti. Esse sono distinte per ogni vettore energetico e riportano lo schema di rete di ognuno di essi e i valori misurati dai vari misuratori installati, dall'uscita dalle centrali di generazione all'ingresso verso gli utenti finali riportati sulla destra. Grazie alle pagine video è così possibile costruire un modello di distribuzione dei vettori termofluidici e comprendere la complessità e l'estensione delle reti di distribuzione, individuare i vari misuratori attualmente installati, ognuno con il suo nome univoco, per poi verificare in seguito il corretto dimensionamento. Le centrali di generazione sono raffigurate come singoli blocchi in questa sezione e saranno poi analizzate

nello specifico in seguito (in particolare la produzione di aria compressa), infatti in questa sezione l'obiettivo è avere un'immagine chiara delle reti di distribuzione e i misuratori installati.

Aria compressa

Attualmente il sistema di generazione comprende due sale compressori: quella di carrozzeria e quella di presse, mentre quella di meccanica non è operativa. La distribuzione può essere considerata ad anello unico in quanto le due sale sono collegate tra di loro da una grande grande tubazione che permette di mantenere bilanciata la pressione di servizio (8 bar). Di fatto è come se tutti i compressori si trovassero in un'unica sale, poiché essendo collegate, quello che non immette una nell'anello di distribuzione è fornito dall'altra. I misuratori ACUP 077 e ACUP 121 interposti appunto tra le due sale poiché posti sulla tubazione di collegamento, al momento non sono presenti, ma essendo ritenuti fondamentali per il corretto funzionamento dell'EMS in seguito saranno riprogettati per poi essere reinstallati.

La sala surpressori presse non è fisicamente separata dalle altre due, ma di fatto sono compressori particolari installati all'interno della sala compressori presse. Infatti, sono compressori che forniscono aria surpressa, ovvero non alla solita pressione di esercizio di 8 bar, ma a una pressione superiore di 12 bar. Essa è utilizzata alle presse per produrre gli stampi.

In ingresso è considerato solo il vettore energia elettrica, per poi analizzare i vari consumi specifici. Come si vedrà analizzando in seguito il vettore acqua industriale, i compressori sono raffreddati ad acqua, tuttavia questo fattore è trascurato non essendo particolarmente utile nell'analisi dei consumi energetici quali il consumo specifico.

I misuratori sono distinti in base siano installati su utenze primarie e quindi normalmente su tubazioni di diametro più grande (sulla sinistra) o su utenze secondarie che sono diramazioni delle primarie e perciò solitamente di diametro minore (sulla destra). A questo proposito il codice identificativo di ogni misuratore è così composto:

- ACUP: aria compressa utenza primaria;
- ACUS: aria compressa utenza secondaria;
- numero progressivo di identificazione.

Su alcune tubazioni secondarie si può notare come non sia presente il misuratore, infatti al momento la portata passante è stimata come differenza tra quella primarie misurata a monte e

la somma di tutte quelle misurate secondarie in cui si dirama la prima (per motivi economici). Ciò ovviamente non è ideale poiché la misura stimata è influenzata dagli errori di misura di tutti gli strumenti utilizzati nel calcolo, ricavando un consumo quasi sicuramente diverso da quello reale. Infatti, ipotizzando un caso estremo in cui tutti i misuratori diano un valore più basso di quello reale (dovuto all'incertezza del singolo strumento di misura), il valore dell'utenza secondaria stimato sarà decisamente superiore al valore di portata che passa realmente in quella tubazione e quindi sarà attribuita a quell'utenza un consumo elevato. Per ovviare a questo problema ciò che si fa è identificare questo valore come "stralcio", ammettendo di non conoscere con certezza quel valore. Dunque, essa comprende tutti gli errori e perdite, ed è di fatto un cliente fittizio. Poiché i misuratori sono utilizzati soprattutto per motivi di fatturazione dei consumi degli utenti finali, ciò che è classificato come "stralcio", è diviso equamente tra tutti i clienti e attribuito a ognuno di loro.

Progettando l'EMS sarà necessario installare i misuratori anche sulle tubazioni mancanti per la verifica dei bilanci, nessuna misura potrà più essere stimata.

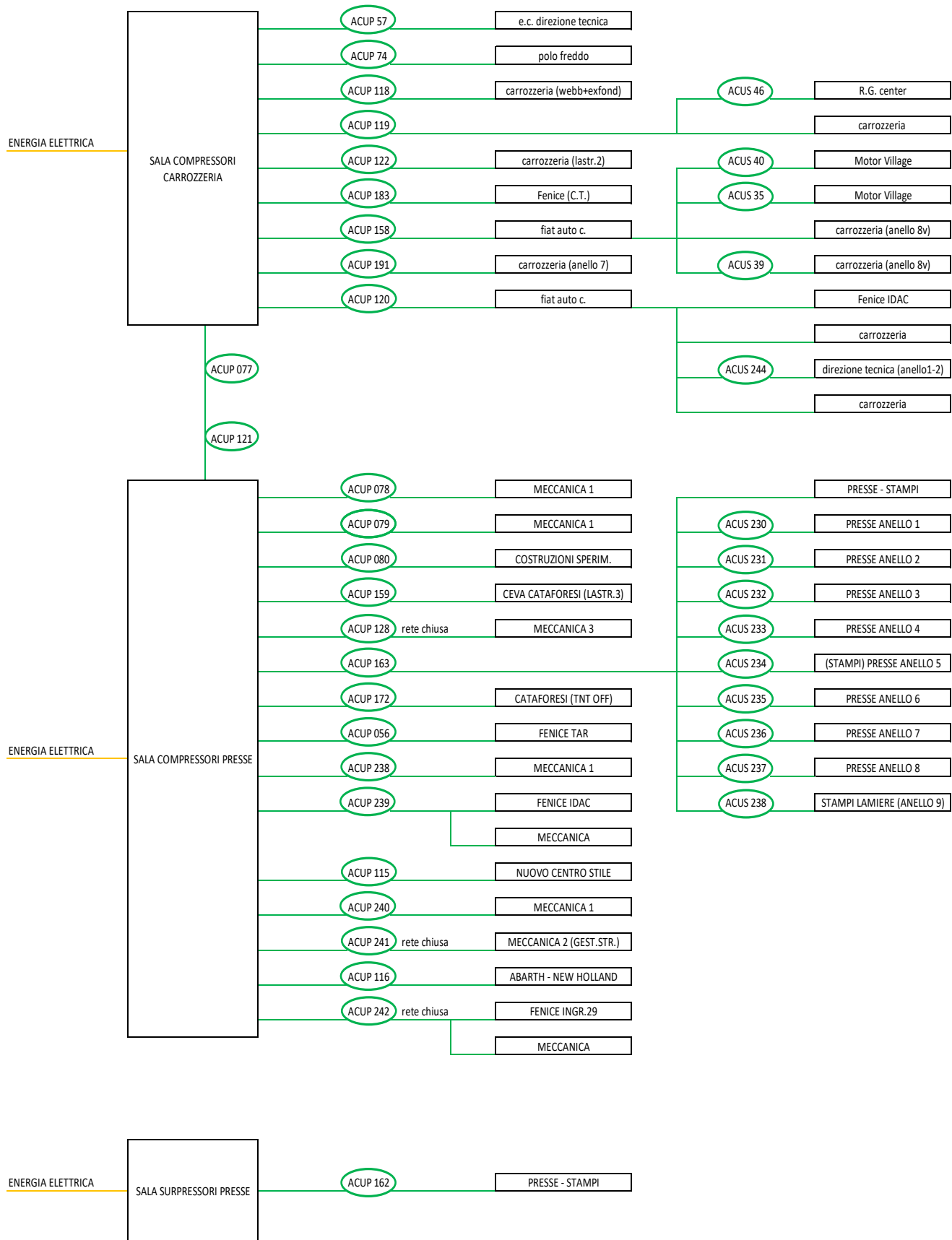


Figura 25: Modello distribuzione aria compressa

Acqua surriscaldata/vapore

La centrale termica è una sola ed è composta da 5 caldaie funzionanti al momento: 4 di media pressione e una di alta. Il vapore prodotto è raccolto in un collettore a 22 bar e 320°C, la parte necessaria alla produzione viene inviato direttamente al reparto di verniciatura in queste condizioni (quando viene richiesto). Ciò che resta, quando il ciclo combinato era operativo, veniva mandato alla turbina a vapore per la produzione di energia elettrica, oggi invece quasi interamente laminato e attemperato per portarlo alle condizioni a cui esce dalla turbina a vapore, ovvero 2 bar e 180°C, per essere mandato agli scambiatori di calore. Dopo essere passato in questi componenti è ricircolato ed eventualmente reintegrato con acqua demineralizzata a 8 bar e 25°C. Il vapore lato mantello produce l'acqua surriscaldata, lato tubi, alle condizioni di servizio di 8 bar e 140°C, la quale è raccolta in due distinti collettori rispettivamente per usi tecnologici e per il riscaldamento degli edifici. Essendo acqua surriscaldata alle stesse condizioni, sono presenti dei collegamenti all'interno delle reti di distribuzione tra le due, come si può vedere nello schema. Ovviamente, oltre all'acqua demineralizzata di reintegro, nella centrale termica entra anche gas metano per alimentare i bruciatori delle caldaie.

Così come per il vettore aria compressa, anche qui alcuni misuratori non sono installati su utenze secondarie per cui le portate sono stimate. Anche qui sono presenti il concetto di errore di "stralcio". Per quanto riguarda il codice identificativo dei misuratori:

- DCTP: distribuzione calore tecnologico primario;
- DCRP: distribuzione calore riscaldamento primario;
- DCTS: distribuzione calore tecnologico secondario;
- DCRS: distribuzione calore riscaldamento secondario;
- numero progressivo identificativo della rete per i primari;
- numero progressivo di identificazione per i secondari.

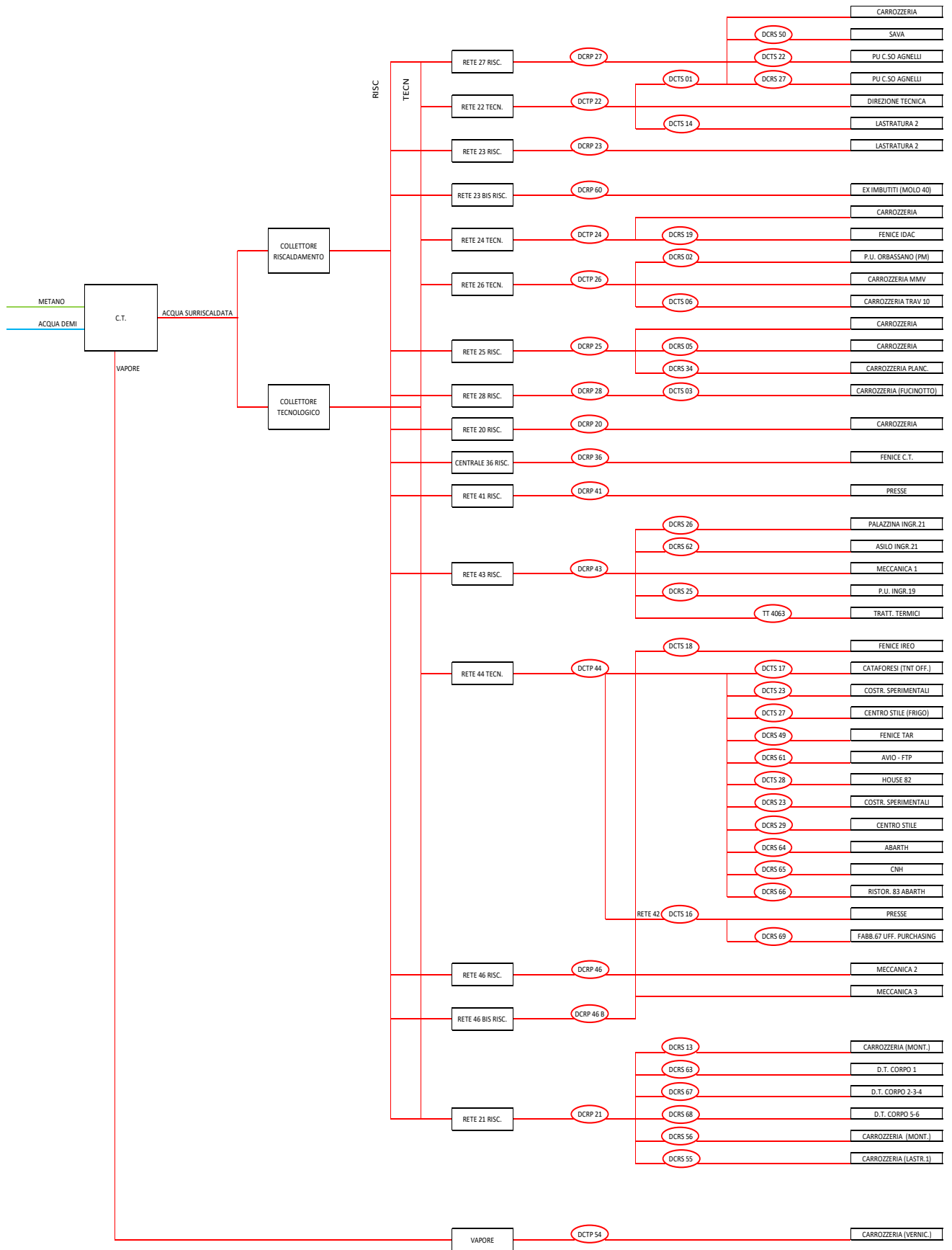


Figura 26: Modello distribuzione vapore/acqua surriscaldata

Acqua industriale

Per vettore acqua industriale si intende acqua non potabile, è sia prelevata dai pozzi (alcuni ormai chiusi) e sia acquistata esternamente da un consorzio, e distribuita in tutto lo stabilimento grazie ad un unico anello. È utilizzata soprattutto per scopi produttivi ma anche internamente a Fenice per il raffreddamento dei compressori, in centrale termica e nel polo freddo. L'AIUP 55 è un misuratore per l'acqua in ingresso e non in uscita, valuta infatti il volume d'acqua acquistato. Il codice identificativo di ogni misuratore è così composto:

- AIUP: acqua industriale utenza primaria;
- AIUPW: acqua industriale utenza primaria con misuratore volumetrico;
- AIUSW: acqua industriale utenza secondaria con misuratore volumetrico;
- numero identificativo del pozzo per i misuratori primari in uscita dai pozzi;
- numero progressivo di identificazione per gli altri primari e i secondari.

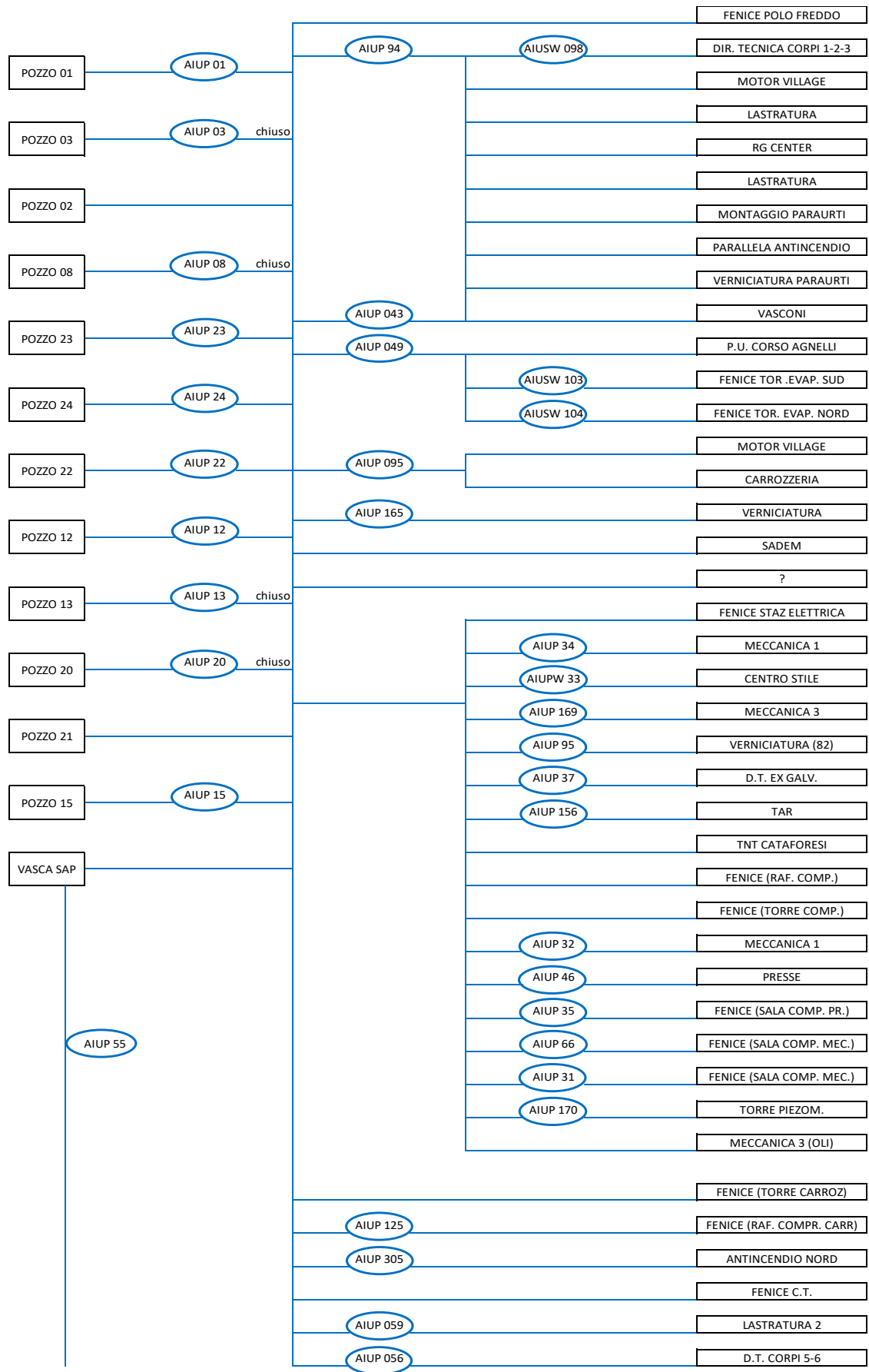


Figura 27: Modello distribuzione acqua industriale

Acqua potabile

L'acqua potabile è prelevata interamente dalla rete pubblica Smat e utilizzata per servizi quali bagni, mense, bar. Il codice identificativo di ogni misuratore è così composto:

- APUP: acqua potabile utenza primaria;
- APUPW: acqua potabile utenza primaria con misuratore volumetrico;
- APUS: acqua potabile utenza secondaria;
- APUSW: acqua potabile utenza secondaria con misuratore volumetrico;
- APW: acqua potabile con misuratore volumetrico, è di proprietà di Smat e utilizzato per la fatturazione (il classico contatore dell'acqua);
- numero progressivo di identificazione.

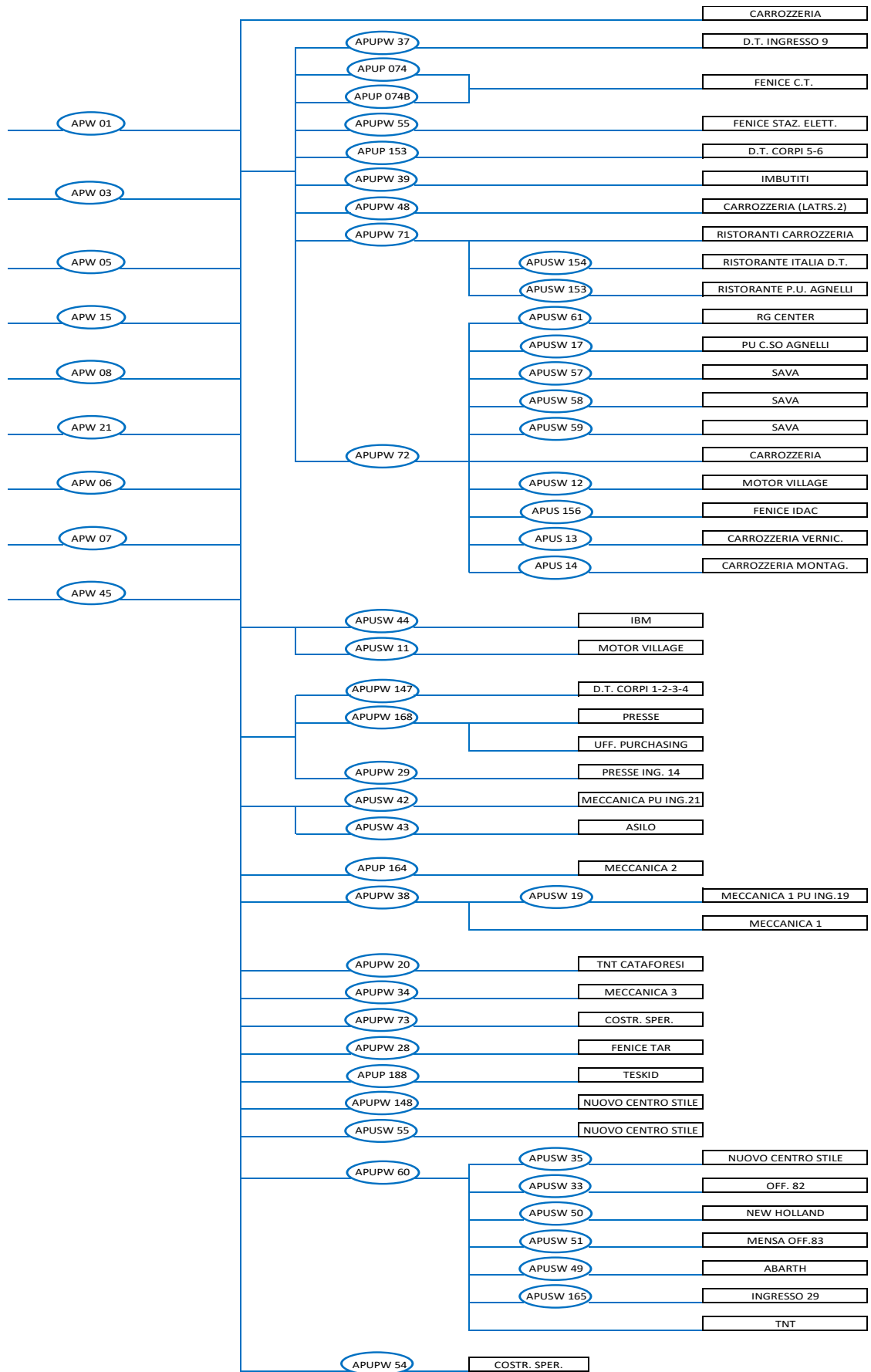


Figura 28: Modello distribuzione acqua potabile

Acqua demineralizzata

L'acqua demineralizzata è trattata chimicamente nell'impianto di demineralizzazione di proprietà di Fenice: è utilizzata internamente e per particolari applicazioni in carrozzeria, meccanica e presse. Viene impiegata soprattutto in centrale termica in quanto è l'acqua di alimentazione delle caldaie per produrre vapore, infatti la normale acqua potabile contiene sali che per via delle alte temperature andrebbero a incrostare e corrodere i circuiti con conseguenti possibili blocchi e problemi di sicurezza. Il codice identificativo di ogni misuratore è così composto:

- DAT: distribuzione acque trattate;
- SF: servizi Fenice;
- CICO: ciclo combinato (non in funzione);
- MP: media pressione;
- AP: alta pressione;
- numero progressivo identificativo.

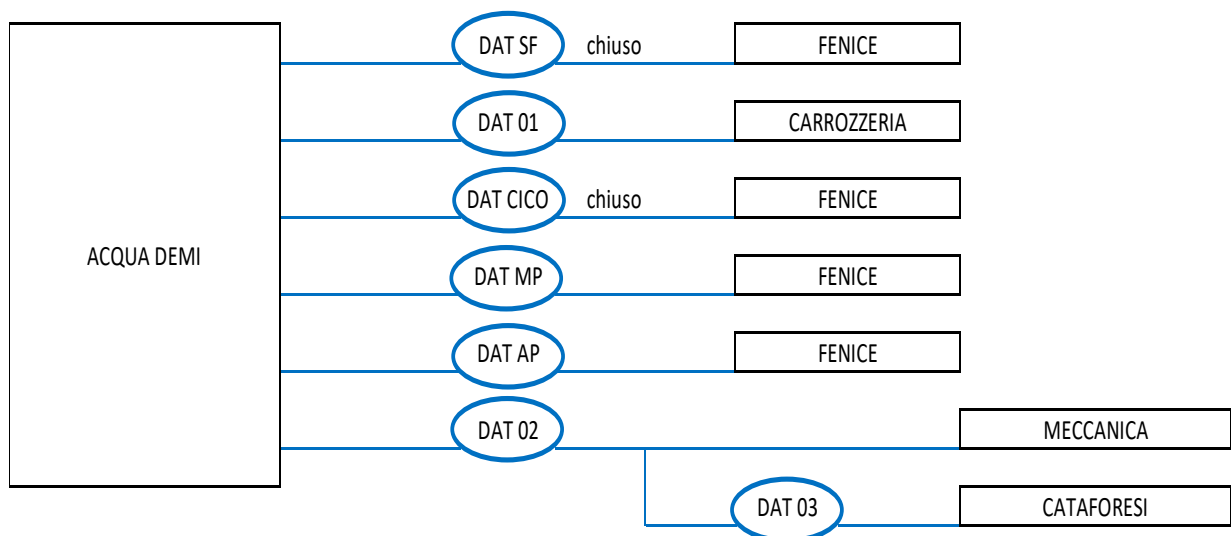


Figura 29: Modello distribuzione acqua demineralizzata

Acqua refrigerata

L'acqua refrigerata è prodotta all'interno del polo freddo grazie a 6 macchine frigorifere identiche a compressione con fluido refrigerante R134a, con potenza frigorifera di 3735,04 kW_f e 592 kW_e ognuna. Le macchine ovviamente utilizzano energia elettrica come input. Questo vettore è utilizzato anche per il processo di verniciatura, per cui la produzione è effettuata il più possibile vicino allo stabilimento che svolge la questa funzione, per minimizzare le dispersioni di calore. I misuratori installati sono due, uno sulla linea cosiddetta estiva e uno su quella invernale, per via del diverso dimensionamento che devono avere essendo completamente diversa la richiesta a seconda del periodo dell'anno. Il codice identificativo di ogni misuratore è così composto:

- ARUP: acqua refrigerata utenza primaria;
- numero progressivo identificativo.

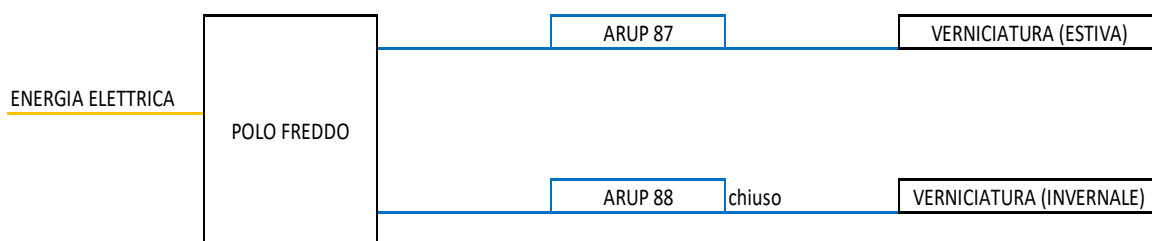


Figura 30: Modello distribuzione acqua refrigerata

Metano

Il metano è acquistato dalla rete pubblica Snam, esso passa attraverso un unico ingresso ma poi si dirama per via del diverso dimensionamento dei misuratori necessari alla valutazione della sua portata (di proprietà di Snam). Infatti, il metano è utilizzato per qualche applicazione tecnologica come l'alimento dei forni di verniciatura ma soprattutto per alimentare i bruciatori in centrale termica per la produzione di vapore. E, poiché la richiesta di questo vettore è fortemente in disequilibrio tra estate e inverno per la presenza del riscaldamento, lo sarà anche la portata di metano in ingresso. Il codice identificativo di ogni misuratore è così composto:

- DGMEP: distribuzione gas metano energia primaria;
- DGMES: distribuzione gas metano energia secondaria;
- DGMCAP: distribuzione gas metano centrale alta pressione;
- DGMCMP: distribuzione gas metano centrale media pressione;
- numero identificativo progressivo;
- numero della caldaia per le forniture alla centrale termica.

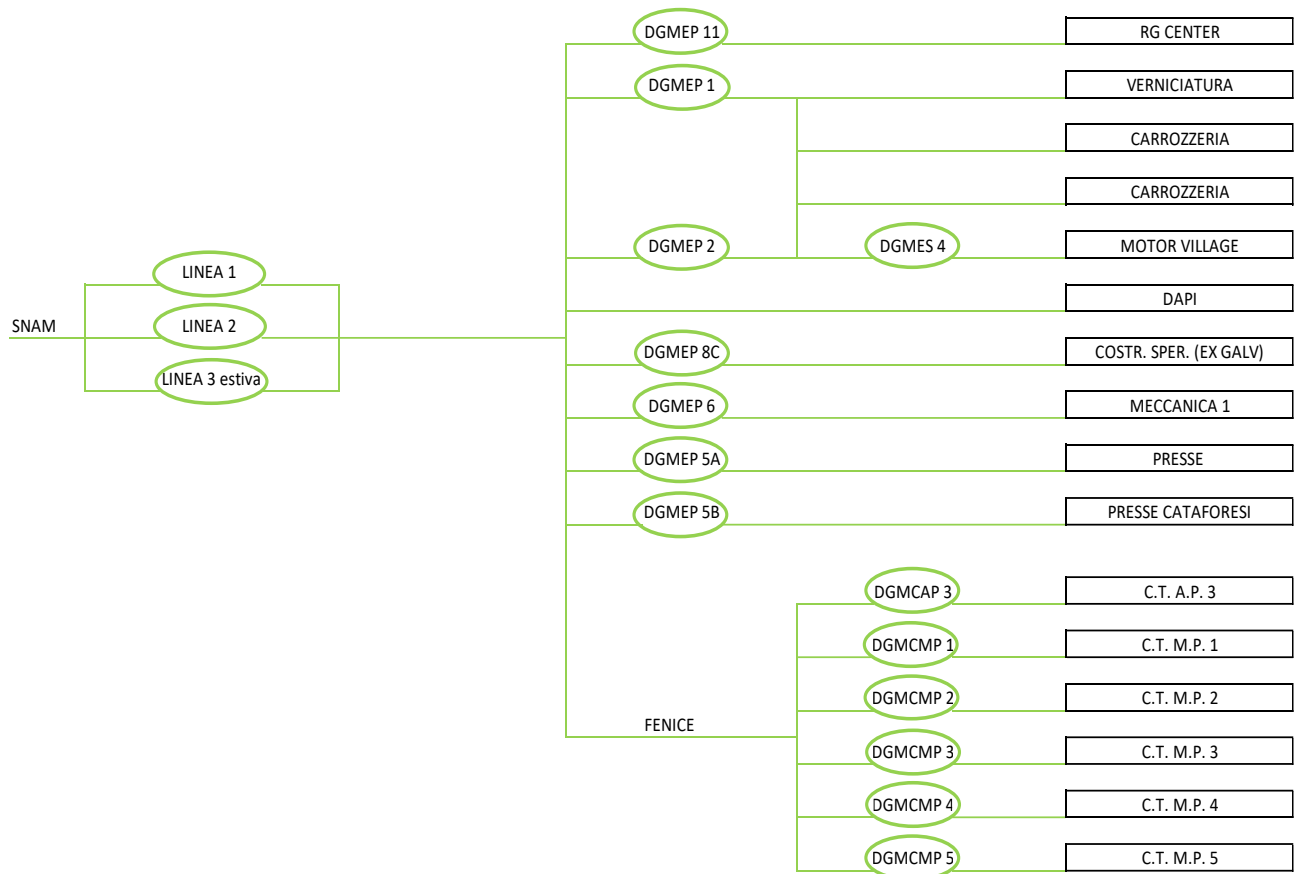


Figura 31: Modello distribuzione metano

3.3 Stato di fatto dell'architettura di rete

È stata analizzata ora l'ubicazione dei misuratori, primari e secondari, dividendoli in base al vettore di interesse lungo le reti di distribuzione. Si vuole spostare dunque l'attenzione verso i livelli superiori e quindi si analizza il loro interfacciamento in rete. Ciò è fatto ancora una volta partendo dalle pagine video del centro consumi, questa volta tramite quelle di "diagnostica". Si ottiene uno schema semplificato dello stato attuale dell'architettura di rete partendo dai misuratori fino ad arrivare ai livelli più elevati. La parte su cui ci si vuole focalizzare è l'architettura di campo, quindi l'interfacciamento tra gli strumenti di misura e i dispositivi di acquisizione: attualmente sono presenti UdC (Unità di Calcolo), PLC e DCL4. Come anticipati gli hardware di acquisizione dei dati sono di tre tipologie e nella Fig. 32 essi sono graficamente separati tra di loro per facilitare la comprensione, e dai livelli superiori che si vedranno in

seguito. Inoltre, il nome d'identificazione dei vari vettori è di colori diversi appunto per differenziare i vari fluidi, la legenda si trova in alto a destra.

Partendo dalle unità di calcolo, esse sono raffigurate sulla parte sinistra. Essendo un hardware di funzionalità inferiori rispetto al PLC, ogni unità di calcolo può raccogliere i dati di un singolo vettore e il nome del loop di misura è riportato all'interno del simbolo con il rispettivo colore per identificare il vettore analizzato. Sotto ognuno sono riportate tutte le misure che compongono ogni loop. Le unità di calcolo per portare il segnale uscente in Ethernet hanno bisogno di un convertitore di segnale, il quale è del tipo RS 485. Spesso, per non dover installare un numero troppo elevato di convertitori, i dati uscenti dalle unità di calcolo sono raccolti in seriale e poi solamente alla fine del loop si utilizza il convertitore per portare le misure ai livelli superiori. Come si può notare la maggior parte dei vettori di acqua surriscaldata sono raccolti in questo modo.

In basso a destra troviamo i PLC, hanno la stessa simbologia dei DCL4 che saranno spiegati in seguito ma sono di fatto due hardware diversi. Essendo più evoluti delle unità di calcolo, i PLC hanno la possibilità di acquisire i dati da più loop di misura diversi e quindi più vettori insieme. Sotto ognuno è riportato il codice identificativo con il rispettivo colore di tutti i vettori i cui dati sono riportati a quel specifico PLC.

In alto a destra sono riportati i DCL4, essi non sono altro che gli antenati dei più performanti PLC, avendo un processore decisamente più lento e in gradi di eseguire una massimo di 1/2 operazioni di regolazione. Dunque, essi normalmente svolgono solamente la funzione di acquisizione e non quella di regolazione essendo il loop di acquisizione troppo lento. Perciò essi, dove c'è necessità di regolazione come ad esempio per le caldaie, sono accompagnati da strumenti che svolgono la sola funzione di regolazione, uno per ogni variabile da controllare. I DCL4 hanno un'uscita di tipo seriale per cui hanno necessità di avere un convertitore per passare al segnale Ethernet. Al momento ne troviamo 7 all'interno dello stabilimento di Mirafiori ma l'obiettivo è quello di sostituirli completamente con delle unità di calcolo o PLC nuovi, oppure riportare le misure a dispositivi già presenti (dove è possibile in termini di ubicazione).

Nella semplificazione del modello dell'architettura di rete di Mirafiori, come già fatto in precedenza, anche qui si trascurano tutte le misure elettriche. Per cui in alcuni casi può sembrare di utilizzare un PLC per acquisire un unico loop di misura, tuttavia allo stesso saranno riportate anche misure elettriche, per cui quel PLC non è sottoutilizzato come può apparire a una prima

vista. Allo stesso tempo anche i PLC con già un numero elevato di vettori acquisiti potrebbero aver riportati una quantità di dati anche superiore. Altra semplificazione che è stata fatta nello schema è rappresentare l'architettura come se tutti i segnali fossero riportati a una sorta di "canale principale" (in rosso al centro) e solamente quello fosse riportato al livello superiore. Ovviamente nella realtà l'architettura è decisamente più complessa e non è un solo cavo ad arrivare al livello superiore ma un numero elevato.

Passando dal campo alla rete (in alto) troviamo innanzitutto i server con cui l'utente interagisce per svolgere tutte le operazioni necessarie tra cui visualizzare i dati. Questi sono contenuti in due server distinti, entrambi ridondati per una maggior sicurezza e affidabilità: centro consumi e LP report. I server sono a loro volta interfacciati con la rete locale LAN Fenice.

Come già introdotto in precedenza, i due sistemi di immagazzinamento dei dati sono al momento "scollegati" tra loro, quindi alcune misure sono riportate su uno e altre sul secondo. Ciò rende impossibile qualsiasi ragionamento a livello di sistema nel suo complesso perché in questo modo alcuni dati è come se fossero mancanti, anche se in realtà arrivano all'altro sistema. Perciò nell'installazione dell'EMS si prevede di interfacciare tutte le misure su un unico sistema in modo da poter avere tutti i dati simultaneamente, così da poter fare ragionamenti tra cui le chiuse dei bilanci e verifiche di efficienza. Altra miglioria sarà l'eliminazione dei DCL4, sistemi ormai arcaici con unità di calcolo o PLC. Ultimo efficientamento a livello di architettura nell'EMS sarà l'interfacciamento con il Cloud.

Tutto ciò verrà analizzato in seguito nel Capitolo 4.2 "Interfacciamento in rete delle nuove misure".

Qui di seguito in *Fig. 32* è riportato lo schema attuale dell'architettura, migliore visibilità in formato digitale o cartaceo nell'*Allegato 1*.

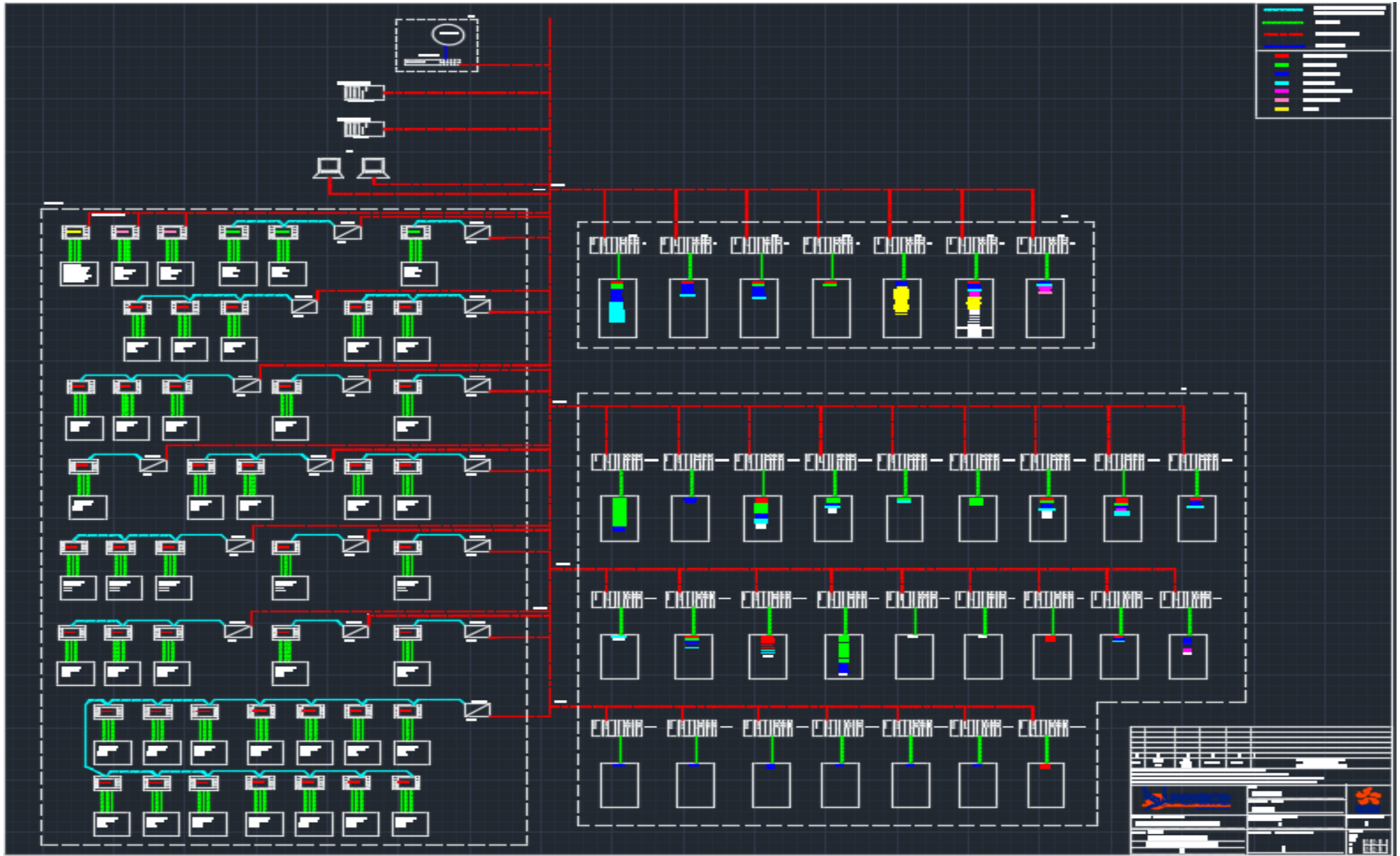


Figura 32: Schema architettura di rete attuale

3.4 Criteri verifica del dimensionamento degli attuali strumenti

Il sito di Mirafiori come detto è stato costruito ormai molti anni fa, per cui nel tempo i carichi produttivi sono cambiati fortemente. Nella maggior parte dei casi gli impianti attuali di generazione e le reti di distribuzione sono stati costruiti nel periodo di massima espansione e operatività, ovvero gli anni '70 e '80. Da quel momento in poi il settore dell'autoveicolo, in particolare in Italia, ha subito una progressiva crisi con conseguente decrescita dei volumi produttivi. In particolar modo la produzione è stata spostata in siti esteri. Il risultato è che, oltre gli impianti di generazione, anche le tubazioni delle reti di distribuzione e gli strumenti installati su di esse si trovano ad essere spesso dimensionati sui volumi produttivi massimi che dovevano essere garantiti, e oggi che la richiesta è decisamente minore, sono frequentemente sovradimensionati.

Per il corretto funzionamento dell'EMS è necessario garantire che l'intera architettura sia efficiente, e per fare ciò il punto di partenza è la verifica degli strumenti di campo, ovvero i misuratori. Dunque, il primo passo è il controllo che gli strumenti già installati abbiano misure accurate e affidabili, non dovendo essere il sito progettato da nuovo, e nel caso non lo siano, riprogettarli e installarne di nuovi correttamente. Dove al momento non ci sono misuratori ma si ritiene sia necessario averne uno per svolgere le successive analisi si procederà alla progettazione anche in quel caso. Quest'ultimo è l'esempio delle misure stimate come differenza su alcune linee di distribuzione secondarie di cui si è parlato in precedenza. Una volta completata quest'operazione, quando il sistema svolgerà le analisi avanzate, nel caso individuasse qualche anomalia o bilanci non corretti, sarà possibile attribuire una reale causa al malfunzionamento garantendo che l'errore non derivi dall'incertezza di misura dei misuratori (la quale comunque sarà presente ma contenuta il più possibile).

Tutte le misurazioni sono soggette a un errore relativo intrinseco dello strumento, non è possibile annullarlo ma con alcuni accorgimenti è possibile minimizzarlo. Dunque, una misura non ha alcun valore se non è accompagnata da una stima dell'errore associato. L'errore relativo è definito come:

$$\varepsilon_{rel} = \frac{|x_{valore\ reale} - x_{valore\ misurato}|}{x_{valore\ reale}} \quad (17)$$

Esso può essere:

- sistematico: agisce sempre nella stessa direzione, ovvero sovrastima o sottostima continuamente (in principio è eliminabile completamente);
- casuale: aleatorio e statistico, sovrastima e sottostima con la stessa frequenza (non può essere eliminato).

L'errore sistematico può essere completamente annullato se si individua la causa: la quale può essere una perturbazione esterna, difetti costruttivi o deterioramento dello strumento, utilizzo in condizioni errate, ecc. Invece il secondo può essere stimato grazie alla ripetizione della misura ma non eliminato. Per errore relativo si intende quello casuale ed è normalmente quantificato dal fornitore da cui si acquista lo strumento, il quale effettua prove in laboratorio per determinare l'accuratezza. L'errore o incertezza è solitamente riferito al fondoscala (f.s.), ovvero il valore massimo che lo strumento è in grado di apprezzare. Esso è solitamente riferito a questa quantità perché è il punto in cui l'errore è minimo. L'incertezza estesa, comunemente chiamata solamente incertezza, è definita come il range nel quale le letture ricadono all'interno nel 95% dei casi. Invece l'incertezza non estesa è definita come il range nel quale le letture ricadono all'interno nel 65% dei casi ed è la metà di quella estesa.

Supponiamo un misuratore di portata abbia, dichiarato dal costruttore, un fondoscala di 100 m³/h e un errore relativo percentuale riferito al fondoscala dell'1%. Significa che è garantito che, quando la misura letta è 100 m³/h, il valore reale è tra 99 e 101 m³/h, quindi 100 ± 1 m³/h (1%). Se la misura letta è 70 m³/h, significa di nuovo che in realtà la portata è 70 ± 1 m³/h, quindi compresa tra 69 e 71 m³/h. Tuttavia, in questo caso l'errore assoluto è sempre di ± 1 m³/h, ma quello relativo percentuale è maggiore dell'1%, dello 1.43% nello specifico. Si può facilmente dimostrare che l'errore relativo cresce con una legge iperbolica al diminuire della misura, perciò per valori esigui l'errore aumenta molto rapidamente.

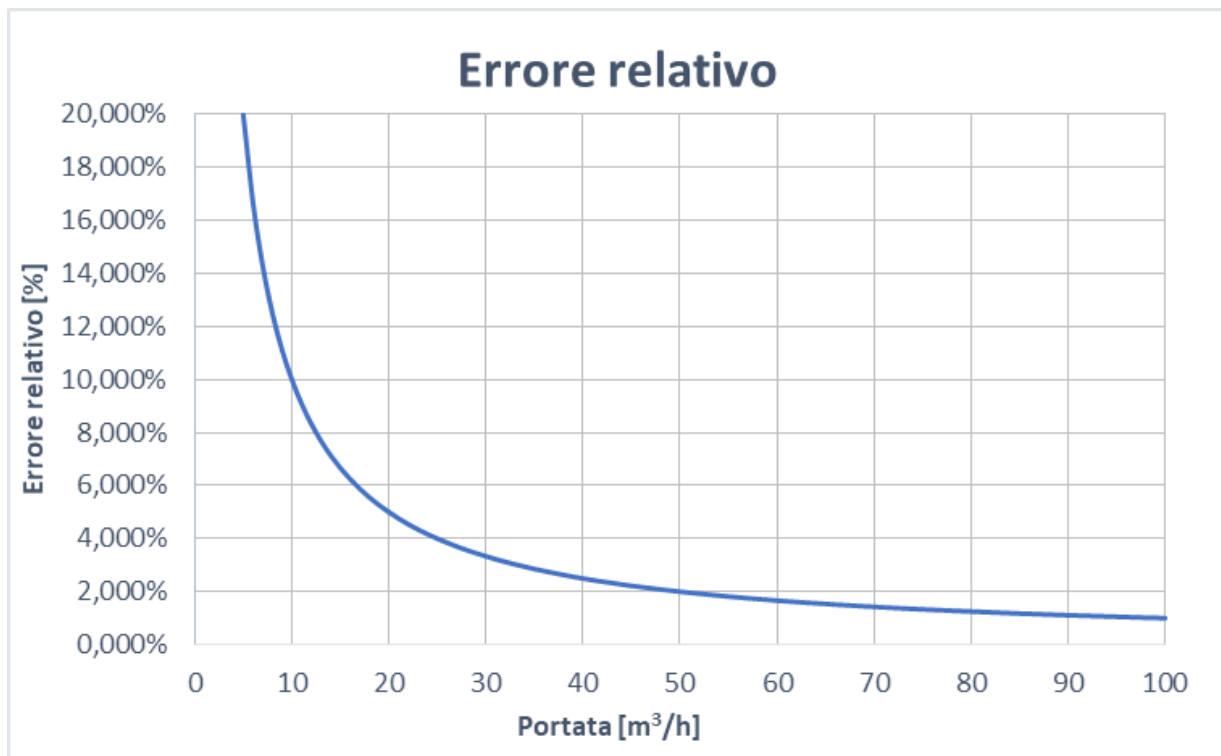


Figura 33: Errore relativo percentuale al variare della misura

Prima di tutto per verificare che un misuratore funzioni correttamente è necessario controllare che esso sia tarato correttamente, ciò è fatto dal reparto manutenzione annualmente tramite delle prove di confronto con uno strumento campione ritenuto affidabile (seppur anch'esso affetto da incertezza). Infatti, tutti i misuratori tendono ad aumentare la loro incertezza nel tempo, questo comportamento è detto deriva della misura. La verifica viene effettuata così come il misuratore si trovava al momento, poi esso viene ritarato, effettuata pulizia manutentiva o. Successivamente si ripete la prova e si verifica che l'errore sia al di sotto di quello rilevato in precedenza e del limite di accettazione. Viene effettuata la verifica di ogni singolo misuratore e infine dell'intero loop di misura sul vettore. Ogni scheda di taratura è così composta:

- tag identificativo dello strumento;
- fornitore e modello dello strumento;
- tipo di misuratore (principio di misura);
- ubicazione;
- grandezza misurata;
- fondoscala dello strumento;
- limite di accettazione (LDA).

MISURA DI PORTATA

Unità Operativa		Fenice S.p.a. stab.to Mirafiori					
Data:	16/05/2019	Tag strumento:	ACUP163				
Operazione:	<input type="checkbox"/> Controllo	<input checked="" type="checkbox"/> Ritaratura					
Servizio Portata aria compressa impianto presse Comau							
Costruttore	MOORE	Matricola:	47479				
		Modello	340DBHAAB5				
Fondoscala	0 / 1700 mmH2O	Incertezza	0,200 % f.s.				
Uscita con estrazione di radice	<input checked="" type="checkbox"/>	Uscita lineare	<input type="checkbox"/>				
<u>Strumento Campione</u>							
Controllo / Ritaratura effettuata con		Sch. 50 - Calibratore di Pressione Ametek					
N° certificato SIT	C1161862A0	del	14/07/2016				
		scadenza	13/07/2019				
		Incertezza	0,010 % f.s.				
<u>RAPPORTO TECNICO</u>							
	Dati Strumento		Uscita				
Unità Misura	mmH2O		mA				
Campo	0 / 1700	4 / 20					
<u>Dati del test</u>							
	TROVATO		ATTESO		LASCIATO		
	Lettura mmH2O	Errore % f.s.	Riferimento mmH2O	Riferimento % campo	Riferimento mA	Lettura mmH2O	Errore % f.s.
INCR.	1	0,08	0	0	4	0,50	0,03
	426	0,06	425	25	8	425,50	0,03
	851,50	0,09	850	50	12	851	0,06
	1.276,50	0,09	1275	75	16	1276	0,06
	1.701,50	0,09	1700	100	20	1.700,50	0,03
DECR.	1.701,50	0,09	1700	100	20	1.700,50	0,03
	1.276,50	0,09	1275	75	16	1276	0,06
	851,50	0,09	850	50	12	851	0,06
	426	0,06	425	25	8	425,50	0,03
	1	0,06	0	0	4	0,50	0,03
NOTE:							

Figura 34: Scheda di taratura misuratore di portata, parte 1

MISURA DI PORTATA

Data: Tag n°:

Grafico del test

% Campo	Trovato (Errore %)	Lasciato (Errore %)
0	0.05	0.05
25	0.05	0.05
50	0.06	0.06
75	0.05	0.05
100	0.05	0.05
100	0.05	0.05
75	0.05	0.05
50	0.06	0.06
25	0.05	0.05
0	0.05	0.05

Controllo del loop a valle del ricollegamento dello strumento (Inserire X quando effettuato)

Errore max rilevato: % f.s. ESITO:

Limite di guardia: % f.s.

Limite di accettazione: % f.s.

Data di esecuzione: Data approvazione:

Società: Società:

Operatore: Approvazione:

Firma: *Giuseppe Mazza* Firma:

Figura 35: Scheda di taratura misuratore di portata, parte 2

Il limite di accettazione è una grandezza calcolata in questa fase di manutenzione per verificare se lo strumento analizzato misura correttamente o meno. Esso è definito come:

$$LDA = \sqrt{u_{campione}^2 + u_{strumento}^2 + 0.3^2} \quad (18)$$

Dove: $u_{campione}$ è l'incertezza dello strumento campione, $u_{strumento}$ l'incertezza dello strumento analizzato e 0,3 un coefficiente correttivo per tenere conto delle diverse condizioni in cui opera

il misuratore. Infatti, tutte le prove effettuate dal fornitore sono fatte in laboratorio, tuttavia in campo si possono avere condizioni di pressione, temperatura, umidità, agenti chimici, campi elettrici o magnetici, vibrazioni, ecc. decisamente diverse e proibitive rispetto alle condizioni ideali di misura. Dunque, il valore di 0,3 è stato scelto internamente da Fenice per tenere conto di tutti i parametri di influenza legati alle diverse condizioni operative. Infatti, i costruttori nei datasheet dei singoli strumenti di misura forniscono i valori per tenere in considerazione questo fatto, per cui Fenice ha mediato e sommato vari valori per diversi costruttori e diversi strumenti e ha deciso di adottare questo termine di correzione per tenere conto di tutti i possibili parametri.

Una volta calcolato il LDA di un misuratore si procede con la prova di taratura: vengono scelti punti di lavoro compresi tra il minimo e il fondoscala (campo di lavoro), si procede alla misura in parallelo sia con lo strumento campione sia con quello da verificare e si calcola lo scostamento tra le due quantità. Se anche solo in un punto si supera il limite di accettazione, il misuratore è ritenuto non accettabile.

Il limite di accettazione dell'intero loop è calcolato come scarto quadratico medio degli LDA dei singoli misuratori facenti parti del loop:

$$LDA = \sqrt{LDA_{strumento\ 1}^2 + LDA_{strumento\ 2}^2 + LDA_{strumento\ 3}^2 + \dots} \quad (19)$$

E lo stesso procedimento viene adottato per gli errori massimi rilevati. Per cui si verifica che l'errore del loop di misura sia inferiore al limite di accettazione dello stesso.

<input type="checkbox"/> Misuratori di energia <input type="checkbox"/> Misure compensate <input checked="" type="checkbox"/> Loop di misura	
Unità Operativa: <input type="text" value="Fenice spa c/o Stab.fo Mirafiori"/> Campo di misura oop completo	
Servizio: <input type="text" value="Portate aria compressa impianto presse Comau"/> <input type="text" value="0"/> / <input type="text" value="20000"/> Nm ³ /h	
Strumento 1	Costruttore: <input type="text" value="MCCRE"/> Modello: <input type="text" value="3400DBHAAB5"/>
	Tipologia misura: <input type="checkbox"/> Portata <input type="checkbox"/> Press. <input type="checkbox"/> Flangia <input checked="" type="checkbox"/> DeltaP (Q) <input type="checkbox"/> Temp. <input type="checkbox"/> Unità di calcolo <input type="checkbox"/>
	Campo di misura: <input type="text" value="0"/> / <input type="text" value="1700"/> mmH ₂ O L.D.A.: <input type="text" value="0,361"/> % f.s. Err. max ril.: <input type="text" value="0,059"/> % f.s.
N. Doc. di certificazione dello strumento / Loop: <input type="text" value="32407"/> / <input type="text" value="ACUP163"/> del <input type="text" value="16/05/2019"/>	
Strumento 2	Costruttore: <input type="text" value="KENT TAYLOR"/> Modello: <input type="text" value="KGM/D3121322_22E"/>
	Tipologia misura: <input type="checkbox"/> Portata <input checked="" type="checkbox"/> Press. <input type="checkbox"/> Flangia <input type="checkbox"/> DeltaP (Q) <input type="checkbox"/> Temp. <input type="checkbox"/> Unità di calcolo <input type="checkbox"/>
	Campo di misura: <input type="text" value="0"/> / <input type="text" value="10"/> bar L.D.A.: <input type="text" value="0,361"/> % f.s. Err. max ril.: <input type="text" value="0,200"/> % f.s.
N. Doc. di certificazione dello strumento / Loop: <input type="text" value="32408"/> / <input type="text" value="ACUP163PT"/> del <input type="text" value="16/05/2019"/>	
Strumento 3	Costruttore: <input type="text" value="***"/> Modello: <input type="text" value="PT100.CLA"/>
	Tipologia misura: <input type="checkbox"/> Portata <input type="checkbox"/> Press. <input type="checkbox"/> Flangia <input type="checkbox"/> DeltaP (Q) <input checked="" type="checkbox"/> Temp. <input type="checkbox"/> Unità di calcolo <input type="checkbox"/>
	Campo di misura: <input type="text" value="0"/> / <input type="text" value="80"/> °C L.D.A.: <input type="text" value="0,407"/> % f.s. Err. max ril.: <input type="text" value="0,250"/> % f.s.
N. Doc. di certificazione dello strumento / Loop: <input type="text" value="32409"/> / <input type="text" value="ACUP163TE"/> del <input type="text" value="16/05/2019"/>	
Strumento 4	Costruttore: <input type="text" value="ABB KENT TAYLOR"/> Modello: <input type="text" value="KTA/A521332212A"/>
	Tipologia misura: <input type="checkbox"/> Portata <input type="checkbox"/> Press. <input type="checkbox"/> Flangia <input type="checkbox"/> DeltaP (Q) <input checked="" type="checkbox"/> Temp. <input type="checkbox"/> Unità di calcolo <input type="checkbox"/>
	Campo di misura: <input type="text" value="0"/> / <input type="text" value="80"/> °C L.D.A.: <input type="text" value="0,374"/> % f.s. Err. max ril.: <input type="text" value="0,250"/> % f.s.
N. Doc. di certificazione dello strumento / Loop: <input type="text" value="32410"/> / <input type="text" value="ACUP163TT"/> del <input type="text" value="16/05/2019"/>	
Strumento 5	Costruttore: <input type="text" value="GE"/> Modello: <input type="text" value="90-30"/>
	Tipologia misura: <input type="checkbox"/> Portata <input type="checkbox"/> Press. <input type="checkbox"/> Flangia <input type="checkbox"/> DeltaP (Q) <input type="checkbox"/> Temp. <input checked="" type="checkbox"/> Unità di calcolo <input type="checkbox"/>
	Campo di misura: <input type="text" value=""/> / <input type="text" value=""/> L.D.A.: <input type="text" value="0,500"/> % f.s. Err. max ril.: <input type="text" value="0,500"/> % f.s.
N. Doc. di certificazione dello strumento / Loop: <input type="text" value=""/> / <input type="text" value=""/> del <input type="text" value="16/05/2019"/>	
Incertezza equivalente: <input type="text" value="0,90"/> % f.s. Errore max equivalente: <input type="text" value="0,88"/> % f.s.	
Limite di guardia: <input type="text" value="0,61"/> % f.s. ESITO: <input type="text" value="NEI LIMITI"/>	
Limite di accettazione: <input type="text" value="0,80"/> % f.s. <input type="text" value="ACCETTATO"/>	
Data di esecuzione: <input type="text" value="16/05/2019"/>	Data approvazione: <input type="text" value="16/05/2019"/>
Società: <input type="text" value="ERBARDUE s.r.l."/>	Società: <input type="text" value="Fenice Spa c/o Stab.fo Mirafiori"/>
Operatore: <input type="text" value="Giuseppe Mazza"/>	Approvazione: <input type="text" value="Buoncore"/>
Firma: <input type="text" value=""/>	Firma: <input type="text" value=""/>

Figura 36: Scheda da taratura loop di misura

Nelle operazioni di verifica degli strumenti di misura un concetto fondamentale è quello di campo di lavoro. Esso è l'intervallo di valori in cui il fornitore garantisce che l'errore associato è contenuto e quindi accettabile. Esso è dunque l'intervallo tra un valore minimo e il fondoscala. Infatti l'errore relativo aumenta iperbolicamente al diminuire dei valori misurati, per cui al di sotto di un certo punto il dato è ritenuto essere non più affidabile. Spesso il campo di lavoro è definito come rapporto rispetto al fondoscala e il fondoscala stesso. Se ad esempio un misuratore di portata ha come fondoscala 100 m³/h e un campo di lavoro di 5÷1, significa che dovrebbe lavorare con portate tra 20 (100/5) m³/h e 100 m³/h al fine di garantire una buona accuratezza di misura.

Il campo di lavoro dipende dal tipo di misuratore e quindi dal principio di misura. Ovviamente non è categorico che quella determinata categoria abbia quel campo di misura, tuttavia dalla letteratura e dalla pratica ne è stato scelto uno in modo da essere conservativi. Essi sono stati ricavati dalla *Tab. 3* e qui di seguito sono riportati i principali:

- disco calibrato (flangia tarata, a strozzamento): $5 \div 1$;
- magnetico: $20 \div 1$;
- ultrasuoni: $10 \div 1$;
- termomassico: $10 \div 1$.

Dunque, come detto, queste operazioni di verifica dei singoli misuratori sono da svolgere in campo e sono già state eseguite dal reparto di manutenzione. Perciò è ora da controllare che tutti i misuratori lavorino all'interno del campo in cui la misura è garantita. Infatti, molte utenze variano giornalmente o stagionalmente la propria richiesta. Caso esemplificativo è ovviamente la richiesta per il riscaldamento: molto elevata nei mesi invernali e nulla in quelli estivi. Come già anticipato le caldaie sono alimentate a metano e per questo motivo il prelievo dalla rete Snam sarà completamente sproporzionato tra inverno ed estate. Ciò porta ad aver bisogno di uno strumento di misura con un campo di lavoro molto ampio o all'installazione di due misuratori diversi con fondoscala differenti. Infatti, anche se il fornitore in teoria garantisce che le misure siano affidabili anche al minimo indicato, per via dell'andamento parabolico intrinseco a cui sia aggiungono le differenti condizioni di lavoro rispetto a quelle di laboratorio, è necessario lavorare quanto più possibile a ridosso del fondoscala.

Ciò di cui ci si occuperà saranno fondamentalmente solo quelli di portata, ed in particolare quelli installati su reti primarie. Questo perché Mirafiori è un sito di enormi dimensioni e il numero totale di misuratori, comprendendo anche i secondari, si sarebbe rivelato troppo elevato. Naturalmente per l'installazione del sistema EMS sarà necessario verificare anche quest'ultimi.

Come punto di partenza, per ognuno dei misuratori primari di portata, è stata creata una scheda identificativa che contiene tutte le informazioni necessarie per procedere alla verifica del corretto dimensionamento dello strumento. Di seguito è mostrato un esempio (per il vettore acqua surriscaldata in questo caso).

CODICE	DCRP 27	VEETTORE	H2O SURR RISC
PRINCIPIO DI MISURA	DISCO CALIBRATO (dP, T, T, UdC)		
MODELLO	MOORE 340DDBHAAB5N21N (TRASMETTITORE dP)		
STATO	ATTIVO	MAN/ACQ	ACQUISITA
GRANDEZZE GESTITE SU CCC	PORTATA m ³ /h	ACQUISIZIONE (IST/TOT)	ISTANTANEA
SU RETE	SI	LUOGO	C.T.
DIMENSIONAMENTO ED ERRORE	0-1000 m ³ /h LDA=0.73 % f.s.		
	Campo 5÷1		
NOTE			
	RISCALDAMENTO CARROZZERIA		

Tabella 5: Scheda tecnica misuratore di portata di acqua surriscaldata

I dati inseriti nella scheda, in ordine sono:

- codice identificativo del misuratore;
- vettore termofluidico;
- principio di misura: tipo di misuratore con, tra parentesi, i singoli strumenti che compongono il loop di misura (dP: differenza di pressione ai capi del dispositivo di strozzamento, Q: portata, T: temperatura, UdC: unità di calcolo);
- modello del misuratore
- funzionante (attivo) o non funzionante (non attivo) al momento;
- misura acquisita automaticamente o manualmente. Quando è acquisita manualmente significa che giornalmente o mensilmente un operatore a fine giornata/mese si reca fisicamente in loco e si segna la misura letta per poi inserirla manualmente nel sistema di acquisizione dei dati. Ciò si verifica soprattutto per i misuratori non istantanei che totalizzano solamente come quelli a turbina per le acque fredde;
- grandezza gestita dal centro consumi e relativa unità di misura;
- misura disponibile istante per istante o solamente totalizzata;
- interfacciata in rete o no;
- ubicazione fisica del misuratore;
- minimo e fondoscala del misuratore, LDA del loop di misura, campo di lavoro;
- utente finale a cui è finalizzato il servizio.

Caratterizzati tutti i misuratori primari si procede ora alla verifica del loro corretto dimensionamento in base ai volumi di portata “tipici” di funzionamento. Per ovvi motivi non è possibile analizzare i dati relativi all’intero periodo in cui la linea di distribuzione è attiva, per cui si è scelto un periodo di riferimento che avrebbe potuto rappresentare appunto i volumi passanti di esercizio. È stata quindi scelta una settimana tipica (dal lunedì al venerdì) in cui il funzionamento dell’intero stabilimento era a regime, quindi in cui non fossero presenti eventi straordinari come cassa integrazione dei lavoratori di alcuni reparti o festività. La settimana analizzata è stata quella dell’11-15/02/2019, ovvero invernale in cui era presente anche un’elevata richiesta di calore per il riscaldamento. I dati sono stati ricavati dagli archivi storici presenti nel centro consumi.

Tuttavia, per possibili problemi di trasmissione e interfacciamento delle misure, sono presenti casi in cui alcuni dati relativi alla settimana di riferimento sono mancanti o del tutto assenti. In questo caso, in primo luogo si è cercato se ci fossero dati relativi al misuratore in un'altra settimana del periodo invernale; in caso contrario si è ricorso all’esperienza degli operatori che si occupano giornalmente di queste reti.

In ogni l’obiettivo è avere un carico tipico del vettore su cui opera il misuratore. Il corretto funzionamento o meno si basa su tre principi:

- il tempo di lavoro sopra la soglia minima del campo in cui è garantita l’attendibilità della misura a seconda del principio di funzionamento. Quindi la portata misurata mediamente deve essere superiore a questo limite minimo;
- la presenza di picchi di durata significativa per cui lo strumento deve essere in grado di apprezzarli, ovvero i picchi non devono arrivare al fondoscala per periodi di tempo significativamente importanti;
- l’analisi costi/benefici, ovvero si accetta di non avere una buona qualità della misura per strumenti su tubazioni poco importanti ai fini della fatturazione o in cui, data l’esigua portata passante, avrebbe poco senso investire nella sostituzione.

3.5 Risultati della verifica

Vengono ora analizzati alcuni profili di carico riscontrati, con i relativi minimi e massimi (fondoscala), spiegando le motivazioni per cui si è deciso che i misuratori con quel particolare comportamento sono stati considerati dimensionati correttamente o no, e quindi da sostituire. In blu è riportata l'effettiva portata passante nella tubazione e in verde e rosso rispettivamente il limite superiore e inferiore. Le nuove installazioni e sostituzioni saranno analizzate nel Capitolo 4.1 successivo "Definizione e progettazione di nuove misure da installare".

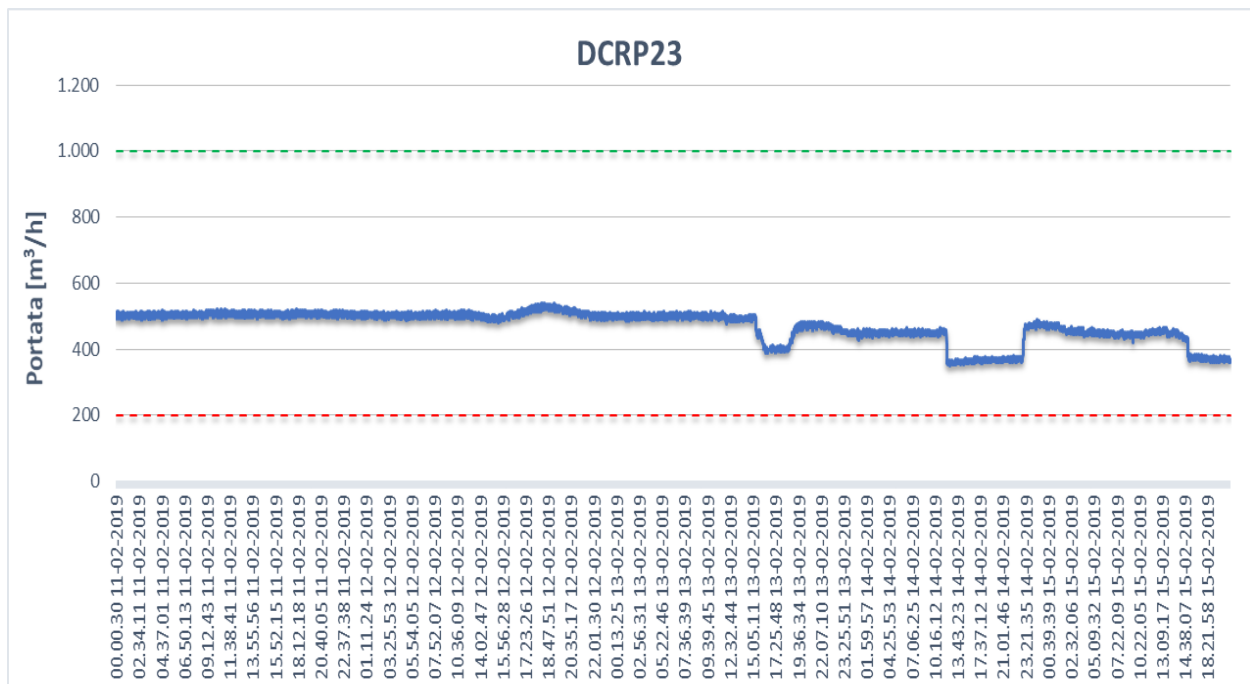


Figura 37: Profilo di carico del DCRP23 installato sull'acqua surriscaldata

Il DCRP23 è l'esempio di un misuratore installato e dimensionato correttamente: la portata passante nella tubazione di distribuzione è all'interno del campo di lavoro per la totalità del tempo di funzionamento e pressoché costante.

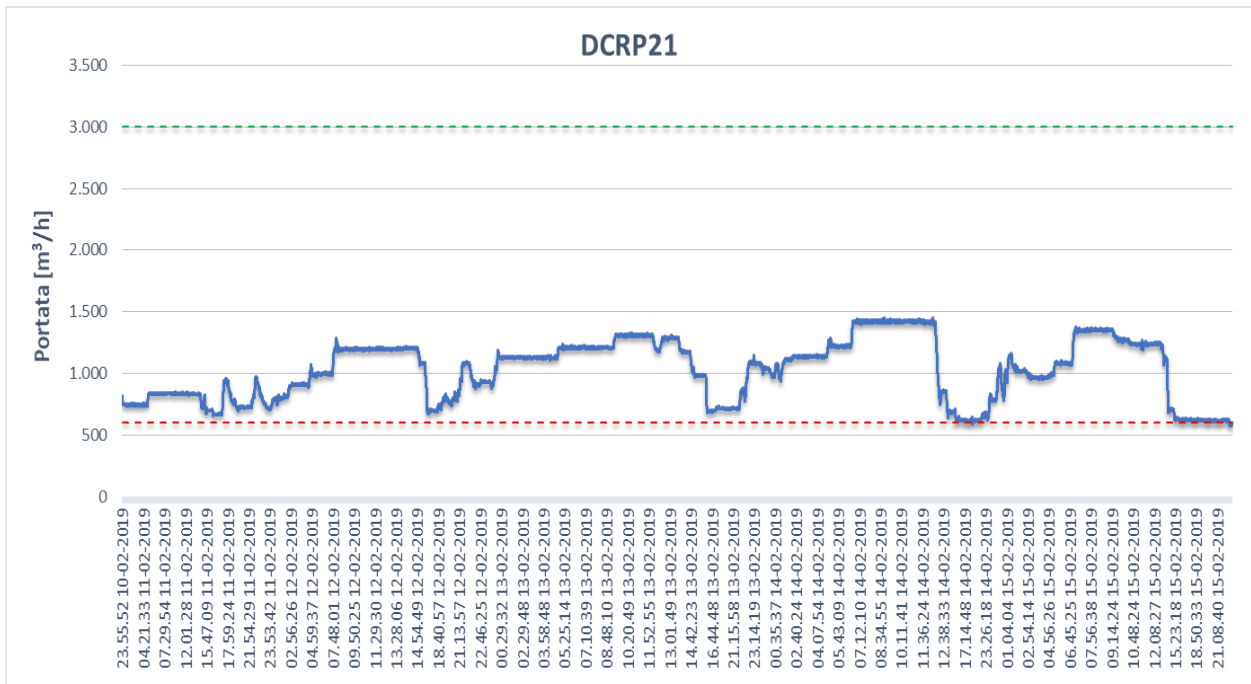


Figura 38: Profilo di carico del DCRP21 installato sull'acqua surriscaldata

Anche il DCRP21 è dimensionato correttamente, tuttavia rispetto al DCRP23 la portata circolante è più discontinua e per alcuni periodi di tempo si avvicina pericolosamente al limite inferiore che garantisce una buona accuratezza dei dati. Per cui al momento è funzionante in modo ottimale ma è consigliabile controllare periodicamente che la portata non scenda ulteriormente al di sotto del limite inferiore.

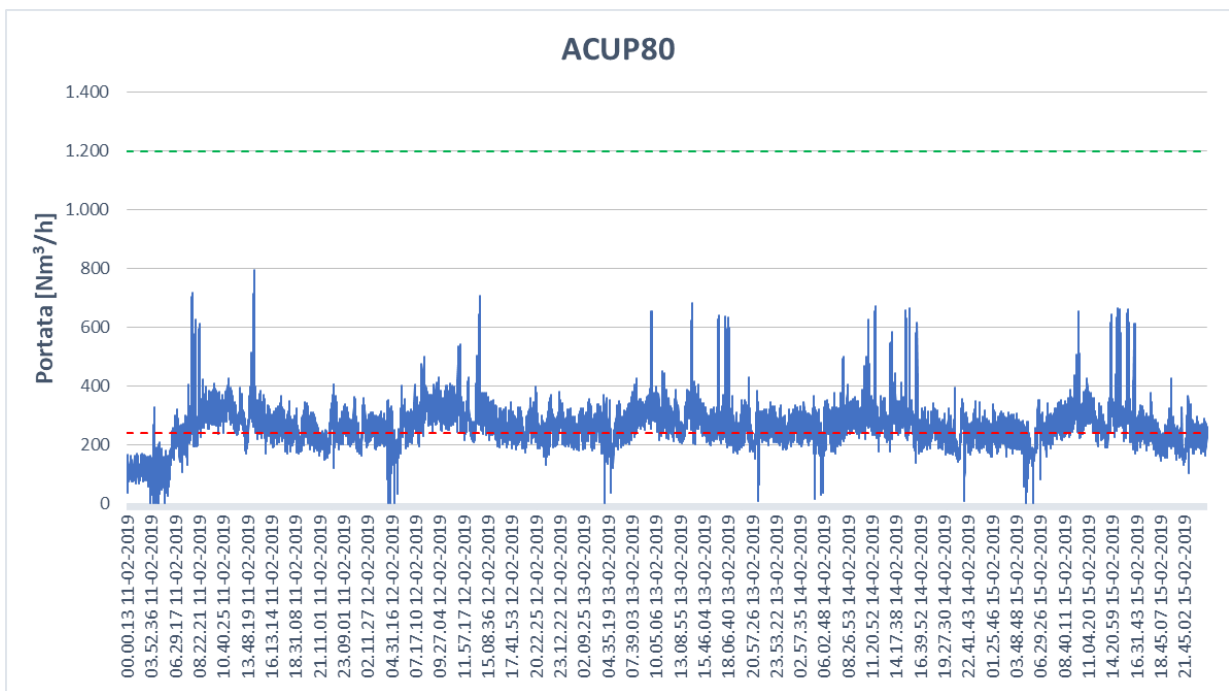


Figura 39: Profilo di carico del ACUP80 installato sull'aria compressa

Come si può vedere nella Fig. 39 relativa all'ACUP80 l'aria compressa in generale ha un comportamento decisamente più oscillatorio e variabile rispetto all'acqua surriscaldata, con numerosi picchi di richiesta durante la giornata lavorativa. Pur essendo vicino al limite inferiore di garanzia dell'accuratezza di misura, questo misuratore si giudica dimensionato correttamente in quanto per la maggior parte del tempo lavora al di sopra.

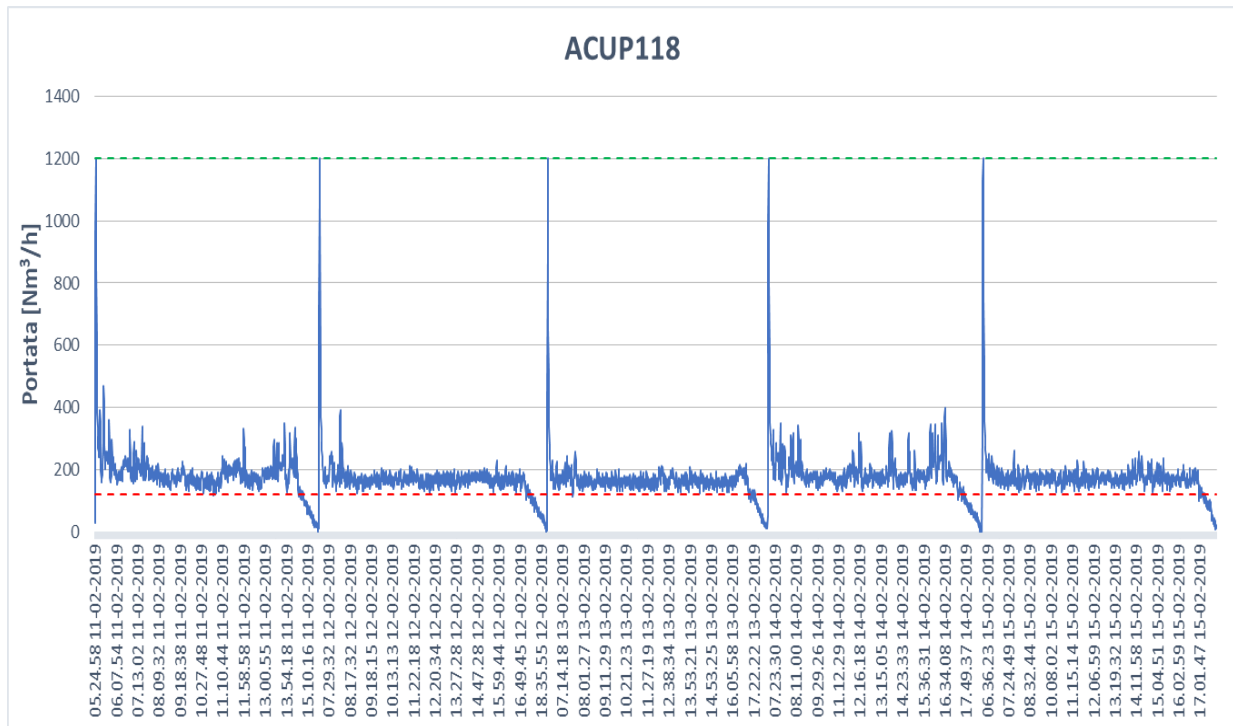


Figura 40: Profilo di carico del ACUP118 installato sull'aria compressa

Casi particolari sono quelli di alcune linee, tra cui l'ACUP118, che presentano dei picchi giornalieri nel profilo di carico. Innanzitutto, è da sottolineare il fatto che tutti i misuratori nascono per apprezzare stati circa stazionari, per cui quando si hanno variazioni così repentine la misura è completamente non significativa. Inoltre, è possibile notare che i picchi sono di una durata trascurabile all'interno delle 24 ore di una giornata, in quanto tra salita e discesa sono dell'ordine di uno o due minuti. Per cui si giunge alla conclusione che i picchi potrebbero anche non essere letti dallo strumento di misura e si potrebbe dimensionarlo a una portata inferiore per apprezzare al meglio le portate che si verificano normalmente durante il resto della giornata. Tuttavia, la portata media è al di sopra del limite inferiore che garantisce buona accuratezza di misura e di conseguenza questo misuratore è classificato come dimensionato correttamente. I picchi sono dovuti al fatto che a fine giornata alcune reti di distribuzione sono svuotate completamente per poi essere ricaricate al mattino quando riprende la produzione, questo per evitare di avere perdite fisiologiche di quelle reti durante le notti. Per cui per brevi istanti di

tempo si hanno enormi flussi di aria compressa immessi in rete, tuttavia possono essere trascurati anche dal punto di vista della fatturazione essendo appunto repentini e quindi perdendo di fatto la lettura un volume d'aria trascurabile.

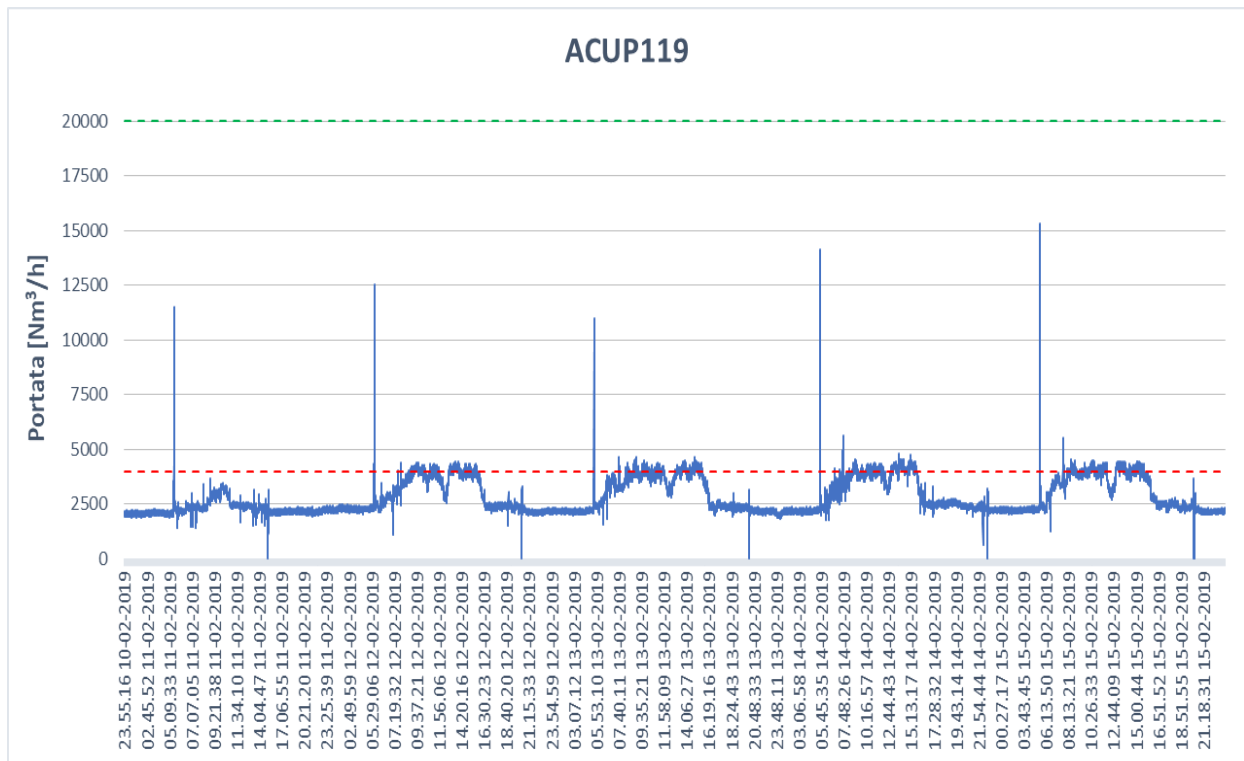


Figura 41: Profilo di carico del ACUP119 installato sull'aria compressa

Simile è il caso per quanto riguarda l'ACUP119, tuttavia è possibile notare come la portata di esercizio, esclusi i picchi che come detto essendo transitori non sono veritieri, è quasi nella totalità vicino al limite inferiore o ancora più spesso al di sotto. Per cui in questo caso si può affermare che il misuratore è sovradimensionato.

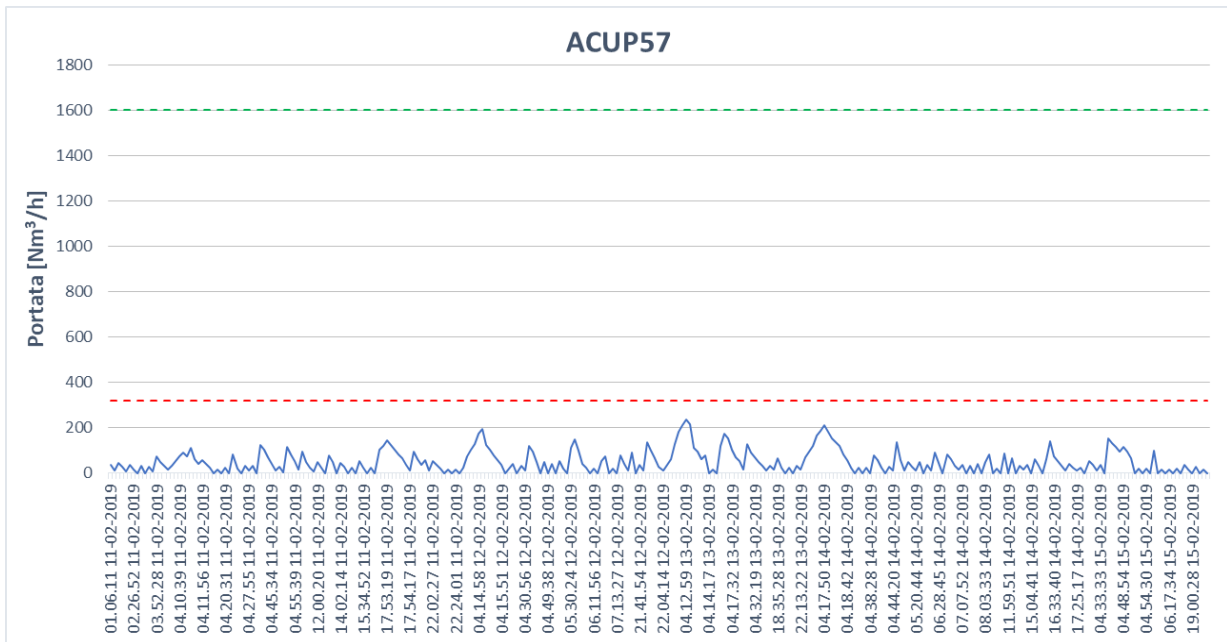


Figura 42: Profilo di carico del ACUP57 installato sull'aria compressa

L'ACUP 57 è chiaramente sovradimensionato in quanto lavora al di sotto del limite minimo per l'interrezza del tempo di lavoro, neanche i picchi ricadono al di sopra di esso. Per gli attuali carichi richiesti dall'utenza esso è da riprogettare e sostituire obbligatoriamente.

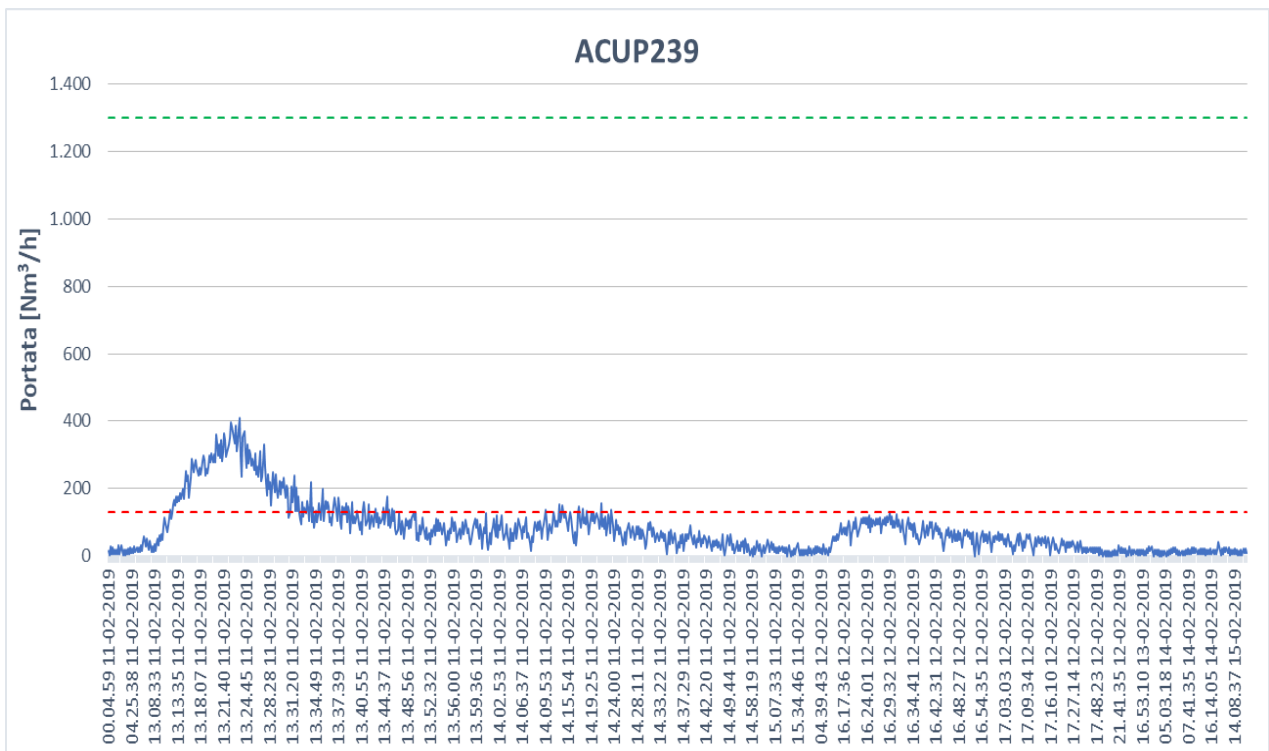


Figura 43: Profilo di carico del ACUP239 installato sull'aria compressa

Seppur il massimo registrato dall'ACUP239 sia al di sopra del limite minimo, esso non si avvicina mai al fondoscala e risulta circa un terzo. Inoltre, la portata registrata è al di sotto del minimo per un tempo appena superiore al 10% di quello di lavoro. Per cui anche questo misuratore è da riprogettare e sostituire.

La verifica del corretto dimensionamento o meno è stata fatta per tutti i misuratori primari su tutti i vettori termofluidici, tuttavia per la fase successiva di riprogettazione per quelli non ottimali ci si è concentrati su quelli di aria compressa e di acqua surriscaldata e vapore. Questo perché, come già accennato, sulle acque fredde e sul metano i bilanci che si possono fare sono solamente di massa per l'individuazione di eventuali perdite nella rete, in quanto sono acquistate interamente dalla rete pubblica o prelevate dai pozzi (per l'acqua industriale). Invece aria compressa e acqua surriscaldata/vapore sono prodotte in loco e per farlo si hanno consumi energetici rilevanti: di energia elettrica per produrre aria compressa e di metano e acqua demineralizzata (in quantità minore) per produrre acqua surriscaldata e vapore. In questi due casi, oltre ai bilanci di massa, è soprattutto utile analizzare anche quelli di energia, di maggior impatto per una corretta gestione energetica dello stabilimento.

Al termine della verifica sul dimensionamento, i misuratori da riprogettare installati sui due vettori termofluidici principali citati, sono risultati essere 9:

1 sull'acqua surriscaldata e 8 sull'aria compressa.

In particolare:

- DCRP 28: disco calibrato (campo di lavoro $5 \div 1$);
- ACUP 57: disco calibrato (campo di lavoro $5 \div 1$);
- ACUP 78: termomassico (campo di lavoro $10 \div 1$);
- ACUP 116: disco calibrato (campo di lavoro $5 \div 1$);
- ACUP 119: disco calibrato (campo di lavoro $5 \div 1$);
- ACUP 158: disco calibrato (campo di lavoro $5 \div 1$);
- ACUP 191: termomassico (campo di lavoro $10 \div 1$);
- ACUP 239: termomassico (campo di lavoro $10 \div 1$);
- ACUP 240: termomassico (campo di lavoro $10 \div 1$).

Oltre a questi, si è ritenuta necessaria l'installazione dei misuratori sulla tubazione di scambio tra la sala compressori carrozzeria e quella di presse sull'aria compressa. Ovvero l'ACUP 77 e l'ACUP 121. Si è rilevato sul campo che la tubazione di scambio è una sola, seppur il flusso possa essere in entrambe le direzioni a seconda di dove è necessario coprire lo sbilanciamento della rete. È possibile valutare di installare un nuovo unico misuratore bidirezionale invece che due. Attualmente sono ancora installate le flange tarate per l'installazione di due misuratori diversi, per cui la riprogettazione si limiterebbe allo studio dei due dischi calibrati uguali da inserire tra di esse. L'altra soluzione è appunto un misuratore bidirezionale, sicuramente di costo maggiore rispetto ai "classici" dischi tarati monodirezionali, ma ciò consentirebbe di acquistare un solo strumento invece che due, seppur l'investimento comprenderebbe solamente i due dischi calibrati nell'altro caso. Perciò in questo caso la scelta sarà puramente dal punto di vista economico, in quanto le due soluzioni sono equivalenti dal punto di vista dell'accuratezza di misura. Nello specifico caso si è scelto di installarne due nuovi monodirezionali.

In conclusione, i misuratori da riprogettare si sono rivelati essere 11:

1 sull'acqua surriscaldata e 10 sull'aria compressa.

4. Esempi di progettazione

4.1 Definizione e progettazione di nuove misure da installare

Nella pratica si applicano velocità di esercizio all'interno dei tubi dipendenti dal vettore termofluidico considerato, ciò per evitare di avere cadute di pressione eccessive e l'insorgenza di problemi strutturali, vibrazionali e soprattutto rumore. Esse sono:

- aria compressa: tra 10 e 15 m/s;
- acqua surriscaldata: tra 1,5 e 2,5 m/s;
- vapore saturo: tra 30 e 35 m/s;
- vapore surriscaldato: tra 55 e 60 m/s;
- metano: tra 10 e 15 m/s;
- acqua fredda: tra 1,5 e 2,5 m/s.

Essendosi rivelati i misuratori da riprogettare tutti sovradimensionati per via dei volumi produttivi diminuiti durante gli anni, si verificherà una situazione in cui le velocità saranno decisamente minori di quelle ottimali e dunque sarà necessario ridurre il diametro delle tubazioni esistenti per ottenere velocità all'interno di questo campo. Il restringimento per ovvi motivi sarà impossibile effettuarlo per tutta la lunghezza della tubatura che potrebbe essere superiore al chilometro, tuttavia sarà attuato solamente dove è presente il misuratore per migliorare l'accuratezza di misura. Infatti, ciò che è importante è che a livello di funzionamento all'interno dei tubi non si superino determinate velocità per evitare l'insorgenza dei problemi già citati, mentre se sono al di sotto non c'è alcun tipo di svantaggio. Invece, nei misuratori si cerca di avere velocità all'interno del campo per raggiungere una buona accuratezza di misura. Sarà obbligatoriamente da verificare la fattibilità dei restringimenti in quanto, come spiegato nel Capitolo 2.3.1 "Campo" riguardante i misuratori, gli strumenti necessitano di tratti rettilinei a monte e a valle dello stesso, per cui è da riscontrare in campo ci sia lo spazio necessario.

Perciò dopo aver individuato gli 11 nuovi misuratori da progettare e installare si è poi passati ad un'ispezione direttamente sul campo per rilevare ubicazione, diametro nominale della

tubazione esistente e posizione del misuratore rispetto alle altre tubazioni nel luogo. Ciò per verificare la possibilità o meno di effettuare i restringimenti.

Acqua surriscaldata

Per l'acqua surriscaldata la portata volumetrica Q_v [m³/h], come introdotto nel capitolo 2.3.1 "Campo", è definita come:

$$Q_v = v \cdot \pi \cdot \frac{D_n^2}{4} \cdot 3600 \quad (20)$$

Dove: v è la velocità del fluido passante all'interno della tubazione (m/s) e D_n il diametro nominale del condotto (m), ovvero quello interno. Dunque, si è così correlata la velocità al diametro nominale della tubazione al variare della portata. Essendo direttamente proporzionali, per aumentare la velocità è necessario restringere il condotto, a parità di portata richiesta dall'utente e quindi non di competenza di Fenice. È ora riportato un grafico per evidenziare la correlazione, ovviamente quadratica, tra le due grandezze.

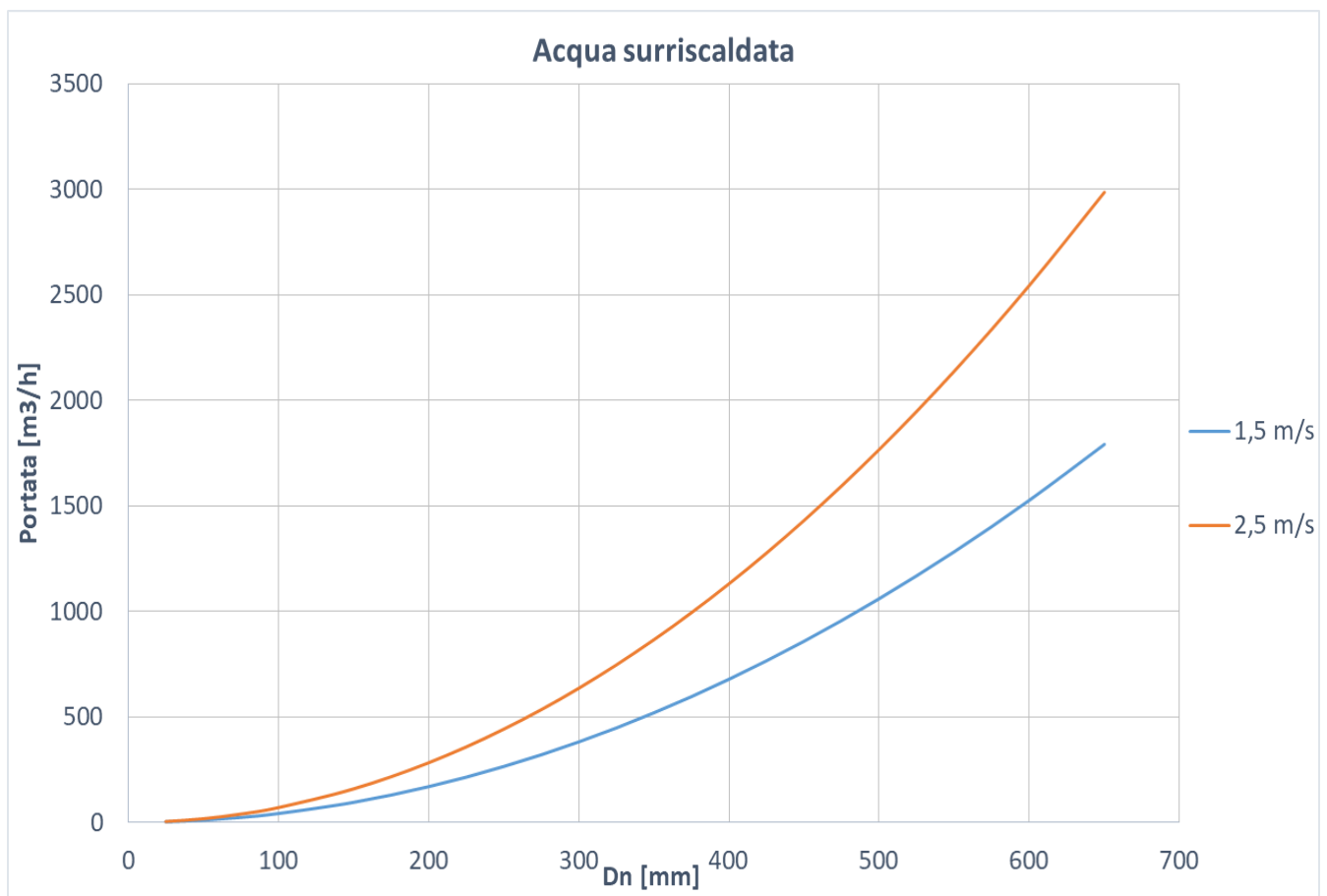


Figura 44: Correlazione tra velocità ottimale e diametro nominale per l'acqua surriscaldata

Aria compressa

Per quanto riguarda l'aria compressa solitamente la portata è riferita alle condizioni normali, ovvero 1 atm e 0°C. L'unità di misura è dunque il normal-metro cubo per cui Q_v [Nm³/h]:

$$Q_v = v \cdot \pi \cdot \frac{D_n^2}{4} \cdot 3600 \cdot 7,2 \quad (21)$$

Dove il termine 7,2 è il coefficiente per passare dalle condizioni di esercizio a quelle normali di riferimento, tenendo conto della pressione e della temperatura, ovvero:

$$7,2 = \frac{8}{1} \cdot \frac{273,15}{30 + 273,15} \quad (22)$$

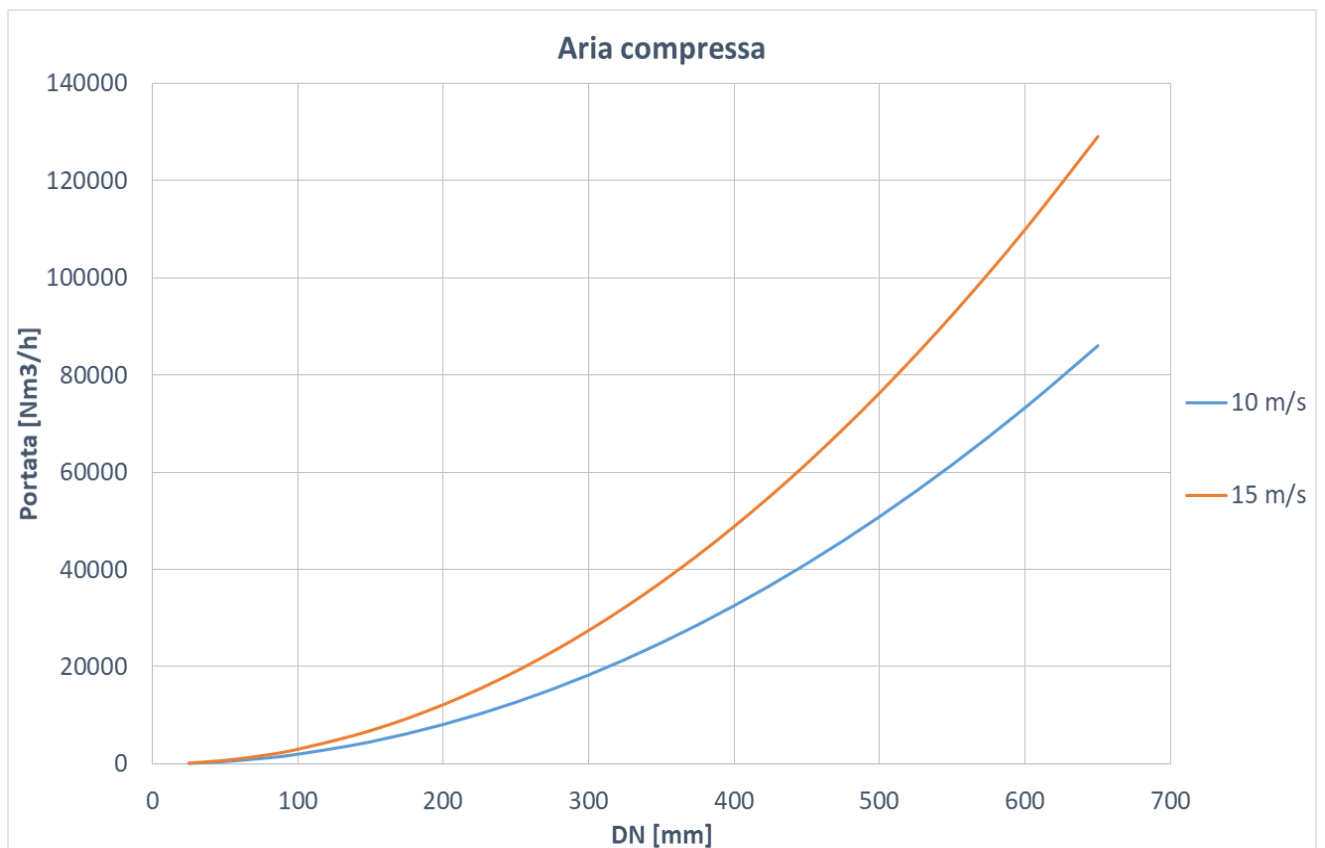


Figura 45: Correlazione tra velocità ottimale e diametro nominale per l'aria compressa

Si prendono come esempio la riprogettazione di un misuratore a disco calibrato per l'acqua surriscaldata (DCRP 28) e di un termomassico per l'aria compressa (ACUP 57).

In entrambi i casi la scheda tecnica necessita di specificare tre portate caratteristiche:

- portata massima: fondoscala;
- portata normale: di esercizio che si ha mediamente;
- portata minima: limite minimo in cui il fornitore assicura una buona accuratezza di misura, dipendente dal tipo di strumento e quindi dal principio di misura.

In alcuni casi in cui era presente un misuratore a strozzamento si è scelto di mantenere la stessa tecnologia. Ciò è particolarmente conveniente per quanto riguarda i misuratori a flangia tarata in quanto non è necessario sostituire l'intero strumento come per gli altri tipi. Infatti, è sufficiente installare un nuovo disco calibrato dimensionato correttamente tra le due flange che non è necessario sostituire.

DCRP 28

Il DCRP28 attualmente è un misuratore:

- del tipo a disco calibrato (campo $5\div 1$);
- ubicato in uscita dal collettore per il riscaldamento su una tubazione verticale di diametro nominale di 350 mm;
- con fondoscala attuale di $700 \text{ m}^3/\text{h}$.

Al momento i dati non sono trasmessi al sistema, tuttavia facendo riferimento agli addetti che lavorano sull'impianto ogni giorno si è riscontrato che la portata massima passante è di circa $120 \text{ m}^3/\text{h}$. È a servizio del riscaldamento per un unico locale, ovvero lastratura 3, è del tipo on/off con scarsa possibilità di modulazione. Dunque, si è scelto un misuratore a disco calibrato con una portata di fondoscala di $160 \text{ m}^3/\text{h}$ per avere un margine di lavoro rispetto a quella di $120 \text{ m}^3/\text{h}$ giudicata come massima. Quella di esercizio si è assunta pari al 75% di quella massima indipendentemente dal tipo di misuratore, pari a $120 \text{ m}^3/\text{h}$ in questo caso. Ed essendo uno strumento del tipo a disco calibrato, quindi con campo $5\div 1$, la portata minima è di $32 \text{ m}^3/\text{h}$.

Viene riportata quindi la tabella che riassume i calcoli di riduzione della tubazione per rientrare nel campo di velocità di esercizio ottimali, ovvero tra 1,5 e 2,5 m/s per l'acqua surriscaldata. Vengono anche riportati i tratti rettilinei a monte e a valle necessari: 20 D a monte e 5 D a valle in quanto è un dispositivo a strozzamento.

		Portata [m ³ /h]			20 D a monte [m]	5 D a valle [m]
		32	120	160		
D_n [mm]	350	0,09	0,35	0,46	7,0	1,75
	300	0,13	0,47	0,63	6,0	1,5
	250	0,18	0,68	0,91	5,0	1,25
	200	0,28	1,06	1,41	4,0	1
	150	0,50	1,89	2,52	3,0	0,75

Tabella 6: Riduzione della tubazione del misuratore DCRP28

Nella *Tab. 6* sono riportati nella prima colonna i diametri nominali e nella prima riga le tre portate precedentemente descritte: all'intersezione troviamo così la corrispondente velocità del fluido termovettore circolante in m/s. Inoltre, a destra troviamo i tratti rettilinei necessari a monte e a valle in funzione del diametro. Come si deduce dalla *Tab. 6* precedente il diametro nominale ottimale sarebbe intorno ai 150 mm, permettendo così di avere una velocità di esercizio di 1,89 m/s. Ciò vorrebbe dire ridurre il diametro dai 350 mm attuali a 150 mm, ovvero un valore addirittura al di sotto della metà. La pratica suggerisce di ridurre al massimo della metà per non incorrere in perdite di pressione e sforzi strutturali e vibrazionali eccessivi. Per cui la soluzione adottata è un restringimento a 200 mm: la scelta non è ottimale, tuttavia si accetta un errore di misura leggermente maggiore pur di non ricadere in questi problemi.

		Portata [m ³ /h]			20 D a monte [m]	5 D a valle [m]
		32	120	160		
D_n [mm]	350	0,09	0,35	0,46	7,0	1,75
	200	0,28	1,06	1,41	4,0	1

Tabella 7: Riduzione finale della tubazione del DCRP28

Dunque, si sceglie di avere una portata di esercizio di 1,06 m/s, inferiore al limite minimo di 1,5 m/s suggerito dalla teoria. Perciò, in seguito al restringimento, saranno necessari 4 m di tratto rettilineo a monte prima del misuratore e 1 m a valle prima di tornare al diametro di 350 mm.

È ora inserita la scheda tecnica del misuratore finale ridimensionato:


		Tipo documento DATASHEET STRUMENTI		Documento n.		Data	
MISURATORI DI PORTATA							
Tipo		<input checked="" type="checkbox"/> Diaframma <input type="checkbox"/> Flangia di misura con diaframma <input type="checkbox"/> Flangia di misura con diafr. e tronchetti					
		<input type="checkbox"/> Pitot <input type="checkbox"/> V Cone (Precision TUBE) <input type="checkbox"/> Orifizio Calibrato					
Metodo di calcolo		<input checked="" type="checkbox"/> ISO 5167 <input type="checkbox"/> ASME PTC 19.5 <input type="checkbox"/> UNI 10023					
Servizio				Portata acqua surriscaldata			
Quantità - Sigla				1		DCRP28	
Tubazione: DN - Classe - Materiale				200 (1)		A 105 gr B	
Installazione - Linea							
Fluido				ACQUA SURRISCALDATA			
Stato del fluido		<input checked="" type="checkbox"/> Liquido <input type="checkbox"/> Gas <input type="checkbox"/> Vapore <input type="checkbox"/> Liquido <input type="checkbox"/> Gas <input type="checkbox"/> Vapore					
Temp. normale - Press. normale		140 °C 800 kPa		°C		kPa	
Densità cond. oper. o rif. - Peso molecolare		Kg/m ³		Kg/m ³			
Massa molecolare - Viscosità dinamica		cP		/		cP	
Fattore di comprimibilità Cp/Cv							
Umidità relativa				/			
Portata		Minima		32			
		Normale		120			
		Fondo scala		160			
Unità di misura		<input checked="" type="checkbox"/> m ³ /h <input type="checkbox"/> Nm ³ /h <input type="checkbox"/> Kg/h		<input type="checkbox"/> m ³ /h <input type="checkbox"/> Nm ³ /h <input type="checkbox"/> Kg/h			
Pressione differenz. di fondo scala		300 (1)		mbar		kPa	
Solidi cont. in massa - Tipo		/		%		/	
d/D (Beta)		<= 0,6					
Diaframma		Diametro foro/cono (d)		mm		mm	
Concentrico		N° disegno					
		Materiale		<input type="checkbox"/> Acc. inox 316 <input type="checkbox"/> _____		<input type="checkbox"/> Acc. inox 316 <input type="checkbox"/> _____	
Eccentrico		N° disegno					
		Materiale		<input type="checkbox"/> Acc. inox 316 <input type="checkbox"/> _____		<input type="checkbox"/> Acc. inox 316 <input type="checkbox"/> _____	
Quarto di cerchio		N° disegno					
		Materiale		<input type="checkbox"/> Acc. inox 316 <input type="checkbox"/> _____		<input type="checkbox"/> Acc. inox 316 <input type="checkbox"/> _____	
Caratteristiche meccaniche del misuratore		DN		200 (1)			
		Diam. interno tubazione (D)		mm		mm	
		Norma		PN (1)			
		Accoppiamento		25 (1)			
		Tipo		<input checked="" type="checkbox"/> Welding neck <input type="checkbox"/> Slip - on		<input type="checkbox"/> Welding neck <input type="checkbox"/> Slip - on	
Flangia di misura con diaframma e tronchetti		DN					
		Diam. interno tubazione (D)		mm		mm	
		Norma					
		Accoppiamento					
		Tipo		<input type="checkbox"/> Welding neck <input type="checkbox"/> Slip - on		<input type="checkbox"/> Welding neck <input type="checkbox"/> Slip - on	
Materiale tiranti							
Materiale dadi							
Costruttore				Fornitore			
Modello				Ordine			
Note:							
1 - Indicativo (verificare a cura Appaltatore)							
2 - Certificazione PED richiesta							

Figura 46: Datasheet disco calibrato ridimensionato DCRP28

Il β si sceglie di averlo minore di 0,6 poiché al crescere di β aumentano anche i diametri richiesti a monte e a valle di tratti rettilinei per non avere influenza nella misura da parte di turbolenze e disomogeneità create da variazioni di forma all'interno della tubazione. All'opposto, al diminuire di β aumentano le perdite di carico create dallo strozzamento del disco, quindi il misuratore aggiunge una caduta di pressione troppo elevata. Per cui un buon compromesso tra questi due effetti è avere un β generalmente compreso tra 0,4 e 0,6, a seconda dei casi.

All'interno del datasheet sono indicate alcune caratteristiche che l'azienda chiede al fornitore, il quale rispettando questi vincoli dimensiona lui stesso il misuratore e calcola il β adatto per poi procedere alla costruzione. Tra i dati contenuti sono presenti:

- tipo di misuratore;
- metodo di calcolo;
- servizio;
- tipo di fluido;
- pressione e temperatura di esercizio;
- pressione differenziale al fondoscala che si vuole ottenere;
- diametro nominale (considerando già un possibile restringimento);
- caratteristiche meccaniche del misuratore.

ACUP 57

L'ACUP57 attualmente è un misuratore:

1. del tipo a disco calibrato (campo 5÷1);
2. ubicato in uscita dalla sala compressori di carrozzeria su una tubazione orizzontale di diametro nominale di 150 mm, posizionato a 3 m d'altezza;
3. con fondoscala attuale di 1600 m³/h.

Il misuratore è chiaramente sovradimensionato in quanto il fondoscala è a 1600 m³/h e il massimo raggiunto durante l'anno è di circa 320 m³/h. Per cui, data la variabilità della portata si prospetta l'installazione di un misuratore di tipo termomassico, quindi con campo di lavoro di 10÷1, con fondoscala di 500 m³/h, sempre per tenersi un margine di sicurezza. Anche in questo caso la portata media di esercizio è considerata il 75% del fondoscala, ovvero 375 m³/h. E come detto essendo un misuratore termomassico, la portata minima è un decimo di quella di fondoscala, e quindi 50 m³/h.

Viene riportata quindi la tabella che riassume i calcoli di riduzione della tubazione per rientrare nel campo di velocità di esercizio ottimali, ovvero tra 10 e 15 m/s per l'aria compressa. Vengono anche riportati i tratti rettilinei a monte e a valle necessari: 10 D a monte e 5 D a valle in quanto è un dispositivo a strozzamento.

		Portata [Nm ³ /h]			10 D a monte [m]	5 D a valle [m]
		50	375	500		
D_n [mm]	150	0,11	0,82	1,09	1,5	0,75
	125	0,16	1,18	1,57	1,3	0,625
	100	0,25	1,84	2,46	1,0	0,5
	75	0,44	3,27	4,37	0,8	0,375
	50	0,98	7,37	9,82	0,5	0,25
	40	1,54	11,51	15,35	0,4	0,2

Tabella 8: Riduzione della tubazione del misuratore ACUP57

In questo caso il diametro nominale ottimale sarebbe di circa 40 mm, tuttavia sempre per evitare l'insorgere di problemi elencati in precedenza anche qui la scelta è di non effettuare una riduzione del diametro troppo elevata, la quale sarebbe maggiore di un fattore 3. Dunque, si sceglie di restringere la tubazione a 80 mm, seppur non avvicinandosi al campo di velocità che garantisce una buona accuratezza di misura.

		Portata [Nm ³ /h]			10 D a monte [m]	5 D a valle [m]
		50	375	500		
D_n [mm]	150	0,11	0,82	1,09	1,5	0,75
	80	0,38	2,88	3,84	0,8	0,4

Tabella 9: Riduzione finale della tubazione del misuratore ACUP57

Ne risulta una velocità dell'aria compressa di esercizio di appena 2,88 m/s, un tratto rettilineo a monte pari a 0,8 m e uno a valle di 0,4 m.

Si riporta ora la scheda tecnica del misuratore ridimensionato, un termomassico in questo caso:



 	Tipo documento	Documento n.	Data		
	DATASHEET STRUMENTI				
TRASMETTITORI DI PORTATA DI TIPO TERMOMASSICO					
SENSORE	<input type="checkbox"/> Sensore e Trasmettitore integrato <input checked="" type="checkbox"/> Trasmettitore separato <input type="checkbox"/> Versione Flangiata <input checked="" type="checkbox"/> Versione a inserzione	GRANDEZZE MISURATE	<input checked="" type="checkbox"/> portata massica <input checked="" type="checkbox"/> temperatura <input type="checkbox"/> pressione		
MATERIALI	Corpo <input type="checkbox"/> AISI316 <input type="checkbox"/> Sonda <input checked="" type="checkbox"/> AISI316 <input type="checkbox"/>	TOTALIZZAZIONE	<input checked="" type="checkbox"/> Sì <input type="checkbox"/> No		
USCITE	Corrente <input checked="" type="checkbox"/> 4 - 20 mA <input type="checkbox"/> 0 - 20 mA	Indicazione di stato	<input type="checkbox"/> NC <input type="checkbox"/> NA <input type="checkbox"/> Allarmi		
	Frequenza <input type="checkbox"/> 0 - 10 Hz <input type="checkbox"/> 0 - 100 Hz	<input type="checkbox"/> 0 - 1000 Hz	<input type="checkbox"/>		
	<input type="checkbox"/> Attiva <input type="checkbox"/> Passiva <input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> Isolata galvanicamente		
UNITA' / CAMPO DI MISURA	portata: <input type="checkbox"/> kg/h <input checked="" type="checkbox"/> Nm ³ /h (1) <input type="checkbox"/> Sm ³ /h (2)	DN	min max		
	temperatura: °C	pressione: bar			
ACCURATEZZA	± 1,5% del fondo scala	RIPETIBILITA'	± 0,5%		
ALIMENTAZIONE	<input checked="" type="checkbox"/> AC 50-60 Hz <input type="checkbox"/> 24 V <input type="checkbox"/> 48 V	<input type="checkbox"/> 110 V	<input checked="" type="checkbox"/> 230 V		
	<input type="checkbox"/> DC <input type="checkbox"/> 24 V <input type="checkbox"/> 48 V	<input type="checkbox"/>			
CUSTODIA	Grado di protezione: <input type="checkbox"/> IP 55 <input checked="" type="checkbox"/> IP 68 <input type="checkbox"/>	Gruppo	Cl. Temp.		
	Costr. Elettrica: <input type="checkbox"/> Ex - i <input type="checkbox"/> Ex - d <input type="checkbox"/>	Certificato n°	Norma		
DISPLAY	<input checked="" type="checkbox"/> Illuminato <input checked="" type="checkbox"/> Due righe	MONTAGGIO	<input checked="" type="checkbox"/> Su staffa <input type="checkbox"/>		
INTERFACCE	<input type="checkbox"/> HART <input type="checkbox"/> Smart <input checked="" type="checkbox"/> Modbus	<input type="checkbox"/> Profibus	<input type="checkbox"/> Fieldbus		
CONDIZIONI DI FUNZIONAMENTO	<input checked="" type="checkbox"/> -20 °C...+60°C <input type="checkbox"/> -40 °C...+130°C <input type="checkbox"/>	CONNESSIONI ELETTRICHE	<input checked="" type="checkbox"/> 1/2" NPT F		
	<input checked="" type="checkbox"/> -0,5...20 barg <input type="checkbox"/> -0,5...40 barg <input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>		
ACCESSORI	A - Indicatore segnale uscita (scala 0 - 100 %) <input checked="" type="checkbox"/>				
	B - Protezione disturbi dovuti alla radiofrequenza <input checked="" type="checkbox"/>				
	C - <input type="checkbox"/>				
TROPICALIZZAZIONE	<input type="checkbox"/> Sì <input checked="" type="checkbox"/> No	Temp. amb.	-20 °C min 60 °C max		
Servizio	ARIA COMPRESSA DIREZIONE TECNICA				
Quantità - Sigla	1	ACUP57			
Tubazione: DN - Classe - Materiale	80				
Installazione - Linea					
CONDIZIONI DI ESERCIZIO	Fluido	Aria compressa			
	Temp. normale - Press. normale	30 °C	7 barg	°C barg	
	Temp. Massima - Press. Massima	°C	bar	°C bar	
	Densità cond. oper.		Kg/m ³	Kg/m ³	
	Viscosità dinamica		cP	cP	
	PORTATA	Minima	50		
		Normale	375		
		Fondo scala	500		
		Unità di misura	<input type="checkbox"/> kg/h <input checked="" type="checkbox"/> Nm ³ /h <input type="checkbox"/> Sm ³ /s	<input type="checkbox"/> m ³ /h <input checked="" type="checkbox"/> Nm ³ /h <input type="checkbox"/> Kg/s	
	TUBAZIONE	DN	80	mm	mm
Spessore tubazione (s)			mm	mm	
Diam. interno tubazione (D)			mm	mm	
Norma					
Accoppiamento		PN 16			
Tipo	<input checked="" type="checkbox"/> Welding neck <input type="checkbox"/> Slip - on	<input type="checkbox"/> Welding neck <input type="checkbox"/> Slip - on			
Lunghezza libera a monte	800	mm	mm		
Lunghezza libera a valle	400	mm	mm		
Lunghezza della sonda		mm	mm		
DN presa (versione ad inserzione)		mm	mm		
Materiale tiranti					
Materiale dadi					
Costruttore					
Modello					
Ordine					
Note:	(1) Da completare a cura dell'Assuntore				
	(2) Lo strumento dovrà rendere disponibile via Modbus la portata compensata istantanea [Nm ³ /h], la portata compensata totalizzata [Nm ³]				

Figura 47: Datasheet termomassico ridimensionato ACUP57

Nella trattazione della tesi come già ampiamente spiegato ci si è concentrati sull'aria compressa e l'acqua surriscaldata/vapore, ed in particolare sui primari. Ovviamente per la reale realizzazione del sistema EMS sono necessarie anche misure affidabili su tutti gli altri primari delle acque e del gas metano. Completati i primari è necessario ripetere lo stesso procedimento anche su tutti i misuratori secondari di tutti i vettori termofluidici. Ciò è obbligatorio per ottemperare al compito dell'EMS si verificare la chiusura dei singoli bilanci e generali di reparto o stabilimento.

Questo per quanto riguarda le reti di distribuzione e le possibili perdite associate, ma ciò che è davvero importante in termini energetici è il sistema di generazione. Quindi l'obiettivo è avere quante più misure possibili nelle sale di generazione e quanto più granulari possibili per poi far analizzare autonomamente al sistema le possibili correlazioni. Questo non solo lato Fenice ma anche lato cliente per avere informazioni circa la richiesta. Queste ultime per ovvi motivi non sono ricavabili tramite misuratori ma devono essere comunicate dal cliente, per cui per un risultato migliore è richiesta quanta più collaborazione possibile tra le parti.

4.2 Interfacciamento in rete delle nuove misure

Una volta sostituiti i misuratori non dimensionati correttamente e installati quelli nuovi necessari, ad esempio quelli mancanti sulle reti secondarie, essi vanno interfacciati alla rete di trasmissione delle misure per portare i dati al sistema EMS. Per cui per ognuno sarà necessario verificare se sia possibile connettere ad un dispositivo di acquisizione già esistente perché ubicato in prossimità o sia obbligatorio l'acquisto di un unità di calcolo o PLC nuovi perché è impossibile applicare la soluzione precedente.

Oltre a ciò, come già anticipato nel Capitolo 3.3 "Stato di fatto dell'architettura di rete", si dovrà provvedere alla sostituzione dei 7 DCL4 presenti con PLC nuovi o interfacciandoli a sistemi di acquisizione già presenti e vicini geograficamente.

Eseguita quest'operazione, tutti i dati dovranno arrivare al Cloud, il quale svolgerà sia le funzioni di immagazzinamento dei dati sia di analisi degli stessi, uniformando così il sistema in uno solo rispetto ai due attuali sconnessi.

Un problema rilevato attualmente è il fatto che attualmente i dati dai misuratori giungono quando si verifica una certa variazione percentuale dalla condizione precedente.

Per cui un singolo misura giunge al sistema con timestep non discretizzati, ad esempio:

1. 14:00:00;
2. 14:00:04;
3. 14:00:15;
4. 14:00:21;
5. 14:00:35.

In questo modo è chiaro che al momento è impossibile fare chiusure di bilanci, poiché non è possibile avere i dati dei misuratori facenti parte della distribuzione allo stesso istante di tempo.

Per cui il sistema EMS dovrà avere tutti i dati agli stessi istanti (sempre tenendo conto del tempo di trasmissione dei segnali) per svolgere le funzioni avanzate anticipate nel Capitolo 2.2 “Obiettivi della progettazione di un sistema EMS”.

I DCL4 si è pensato di sostituirli tutti con nuovi PLC, infatti l’installazione di nuovi dispositivi di acquisizione è l’unica soluzione in quanto essi sono dislocati in zone alquanto isolate e quindi distanti dagli altri. Perciò è di fatto impossibile interfacciarli a dispositivi già presenti.

Invece a livello superiore a quello di campo, si avrà un server unico e non più due separati, sotto DMZ. I dati arriveranno a un router 4G per inviarli al Cloud, il quale farà sia da storage sia da strumento per svolgere tutte le analisi richieste.

Qui di seguito in *Fig. 48* è riportato lo schema attuale dell’architettura, migliori visibilità in formato digitale o cartaceo nell’Allegato 2.



Figura 48: Schema architettura di rete nuova

5. Analisi dei dati

Fino a questo punto si è analizzata la distribuzione dei vari vettori termofluidici con particolare attenzione rivolta al dimensionamento dei misuratori installati sulla rete e il loro interfacciamento alla rete di collegamento. Tuttavia, l'obiettivo finale per cui si installa un EMS è per ridurre gli eventuali sprechi e quindi migliorare l'efficienza energetica complessiva del sistema.

Si procede dunque alla caratterizzazione energetica del sistema di generazione di aria compressa, quindi le sale compressor. L'approccio consiste nel correlare i consumi energetici con le variabili che li influenzano, ovvero gli energy drivers. L'attività di correlare consumi di energia ed energy drivers rientra nella metodologia di "Energy Monitoring & Targeting", la quale si articola nei seguenti passi:

- 1) stabilisce una base per prevedere, basandosi sul passato, i dati di consumo energetico (baseline);
- 2) utilizza questi dati per stabilire l'uso atteso di energia nel passato recente (giorno, settimana, mese);
- 3) calcola la differenza tra consumo attuale e previsto;
- 4) decide se questa variazione è accettabile;
- 5) determina le cause di differenze inaccettabili;
- 6) implementa azioni per migliorare la previsione del consumo di energia.

Dunque, l'obiettivo della caratterizzazione è quello di stabilire un modello matematico (caratteristica energetica), quindi una sorta di standard rispetto al quale confrontare i consumi futuri.

I processi possono essere divisi in due gruppi:

- dove l'utilizzo di energia è determinato dalla fisica del processo (come ad esempio riscaldamento, refrigerazione, evaporazione, compressione, ecc.);
- dove la fisica fornisce scarse indicazioni sul consumo di energia (come ad esempio lavorazioni meccaniche, miscelamento, trasporto, ecc.).

I processi del primo gruppo hanno generalmente un comportamento regolare e quindi sono più facilmente caratterizzabili; quelli del secondo no, per cui è necessario individuare una correlazione significativa tra consumi energetici e una o più variabili legate alla produzione.

Esse possono essere:

- legate alla quantità: massa, volume, numero di pezzi, ore lavorative, ecc.;
- non legate alla quantità: temperatura, pressione, concentrazione, densità, ecc. [1]

5.1 Caratterizzazione delle sale compressori

Viene ora analizzata nel dettaglio la parte di generazione, concentrando l'attenzione sulla produzione di aria compressa nelle sale compressi di carrozzeria e presse.

La sala compressori di carrozzeria è composta da 5 compressori:

1. Ingersoll Rand Centac C110MX4 centrifugo con portata nominale di 20000 Nm³/h;
2. Atlas Copco ZH 15000-4-7 centrifugo con portata nominale di 13000 Nm³/h;
3. Atlas Copco ZR 750 rotativo a vite con portata nominale di 7000 Nm³/h;
4. Atlas Copco ZR 900 VSD rotativo a vite con portata nominale di 8300 Nm³/h;
5. Atlas Copco ZH15000-4-7 centrifugo con portata nominale di 13000 Nm³/h.

Invece la sala compressori di presse è composta da 3 compressori:

1. Atlas Copco ZH 1250+ centrifugo con portata nominale di 13000 Nm³/h;
2. Atlas Copco ZH15000-4-7 centrifugo con portata nominale di 13000 Nm³/h;
3. Ingersoll Rand Centac C150MX4 centrifugo con portata nominale di 23000 Nm³/h.

Innanzitutto, l'analisi è stata fatta considerando le due sale non come separate ma come una unica, infatti esse sono separate fisicamente ma ai fini della generazione e produzione sono collegate e quindi unite.

Sono stati presi i dati di produzione giornalieri di aria compressa totali e quelli di energia elettrica totale utilizzata per produrre il vettore energetico. Nei sistemi come questo in cui il consumo è legato alla produzione, la caratterizzazione è effettuata correlando l'energia consumata C in un certo periodo, con il volume produttivo V nello stesso lasso di tempo. La correlazione ottenuta è di tipo lineare:

$$C = C_0 + c_1 \cdot V \quad (23)$$

Dove:

- C è il consumo di energia totale nel periodo considerato. In questo caso è il consumo mensile di energia elettrica, espressa in kWh/giorno, ausiliari compresi;
- C_0 è un coefficiente empirico chiamato intercetta: ovvero l'energia necessaria se il sistema considerato fosse in funzione ad un livello nullo di produzione. Questa quota si mantiene fissa anche a livelli di produzione positivi. È anch'essa espressa in kWh/giorno;
- c_1 è anch'esso un coefficiente empirico chiamato coefficiente angolare della correlazione: ovvero l'energia necessaria, in corrispondenza di un livello qualsiasi di produzione, per produrre un'unità ulteriore di prodotto. Di fatto è un'indicazione dell'efficienza generale del processo, infatti una pendenza elevata indica un'efficienza bassa e viceversa. In questo caso rappresenta l'energia elettrica necessaria per produrre un'ulteriore unità di aria compressa, è perciò espresso come kWh/Nm³;
- V è il volume produttivo: ovvero l'energy driver con il quale è correlato il consumo di energia. In questo caso è la quantità di aria compressa prodotta ed è quindi espressa come Nm³/giorno.

Viene ora presentata la correlazione ottenuta tra energia elettrica giornaliera consumata e il volume di aria compressa giornalieri prodotti in totale dalle sale compressori. I dati utilizzati per l'analisi sono stati quelli a partire dal 1 gennaio 2019 al 17 novembre 2019.

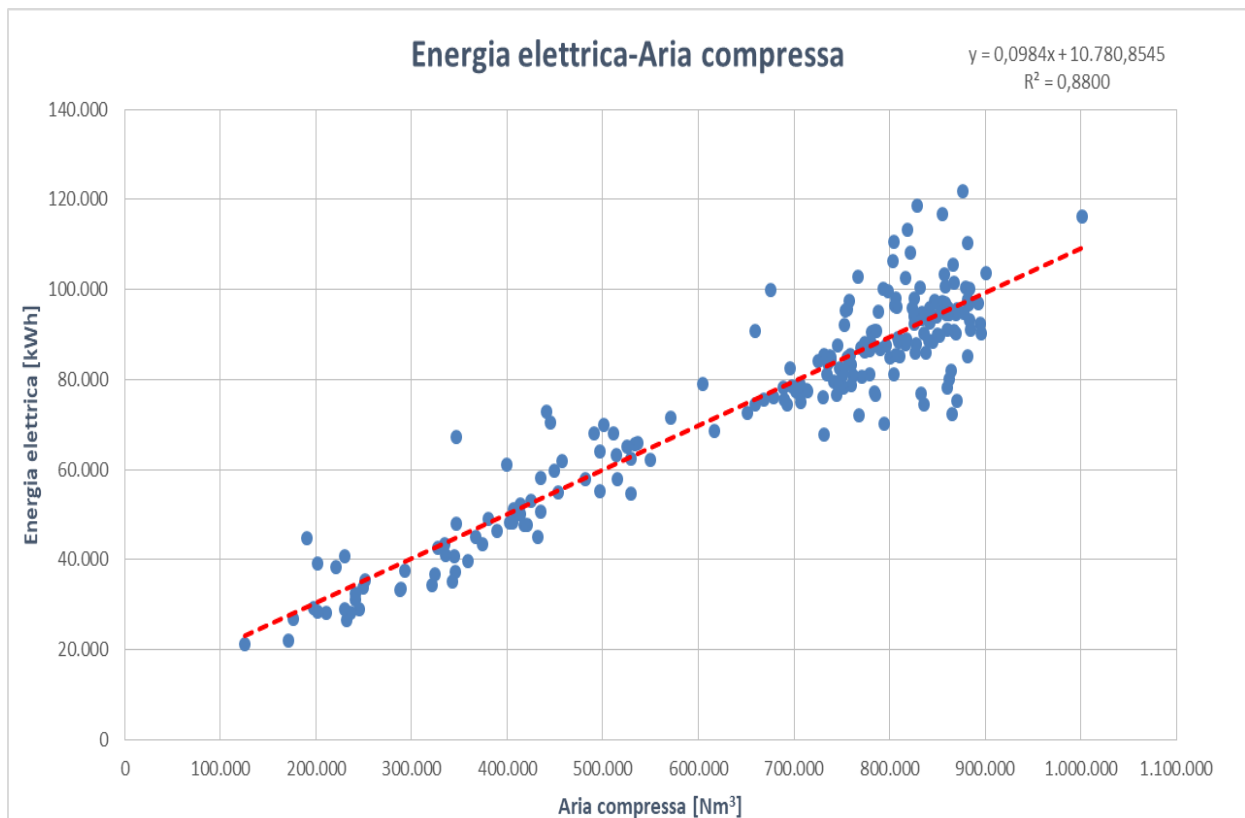


Figura 49: Correlazione tra energia elettrica e aria compressa

In Fig. 49 è diagrammata la dipendenza tra energia elettrica consumata e aria compressa prodotta e, in alto a destra, è mostrata l'equazione della retta di correlazione e il coefficiente di determinazione R^2 . Tuttavia, per valutare la significatività della stima fatta, è necessario procedere ad un'analisi di regressione. Ciò è fatto utilizzando la funzione "Regressione" presente all'interno degli "Strumenti di analisi dei dati" tramite il software "Microsoft Excel":

OUTPUT RIEPILOGO

Statistica della regressione	
R multiplo	0,938057546
R al quadrato	0,87995196
R al quadrato corretto	0,879388354
Errore standard	7962,470753
Osservazioni	215

ANALISI VARIANZA

	gdl	SQ	MQ	F	Significatività F
Regressione	1	98987234763	98987234763	1561,289691	5,2006E-100
Residuo	213	13504400324	63400940,49		
Totale	214	1,12492E+11			

	Coefficienti	Errore standard	Stat t	Valore di significatività	Inferiore 95%	Superiore 95%	Inferiore 95,0%	Superiore 95,0%
Intercetta	10780,85453	1732,092188	6,224180565	2,53568E-09	7366,616965	14195,0921	7366,616965	14195,0921
Variabile X 1	0,098394385	0,002490168	39,51315845	5,2006E-100	0,093485857	0,103302914	0,093485857	0,103302914

Figura 50: Analisi di regressione tra energia elettrica e aria compressa

Il valore di interesse è quello denominato “valore di significatività” o anche detto “p-value”. Si ritiene un parametro significativo, intercetta e coefficiente angolare, quando il rispettivo p-value è un valore sufficientemente piccolo. Solitamente il valore di soglia è assunto pari a 0,05. Significativo indica il fatto che rispettivamente intercetta e coefficiente angolare sono ritenuti essere statisticamente diversi da zero, per cui di fatto esiste una correlazioni tra le variabili che si stanno analizzando. Un approfondimento sulla teoria statistica è possibile trovarlo nell’Appendice alla fine dell’elaborato. Si può facilmente notare come il p-value del coefficiente angolare sia praticamente pari a 0, per cui esso è sicuramente significativo. Anche il p-value per l’intercetta è decisamente minore di 0,05, tuttavia è un valore superiore di alcuni ordini di grandezza. Infatti, si può facilmente notare come i dati rilevati sono tutti a una capacità produttiva piuttosto elevata (essendo i dati giornalieri), con scarsità di misure a carichi più bassi, ne consegue il fatto che diventa difficile stabilire la quota fissa di consumo. In questo caso è possibile ottenere un miglioramento aumentando la frequenza di raccolta dei dati, ad esempio, passando da quelli giornalieri a quelli orari.

Altro parametro di interesse è R^2 , chiamato coefficiente di determinazione, il quale è compreso tra 0 e 1 dove:

- 1 indica la perfetta correlazione lineare tra le due variabili;
- 0 indica la totale assenza di correlazione lineare tra le due variabili.

Esso è il quadrato del valore R, coefficiente di correlazione di Pearson. Un approfondimento ulteriore è possibile trovarlo nell’Appendice.

In questo caso R^2 è un valore vicino a 1. Perciò, grazie ai p-value minori di 0,05 ed R^2 vicino all’unità possiamo affermare che esiste una correlazione lineare tra energia elettrica consumata dai compressori e aria compressa prodotta con formula matematica:

$$C = 10781 + 0,0984 \cdot V \quad (24)$$

Il consumo fisso è dovuto al consumo degli ausiliari, quali possono essere ad esempio le pompe di raffreddamento per l’acqua industriale, le pompe per prelevare l’aria da mandare all’interno dei compressori, e soprattutto le pompe di ricircolo dell’olio utilizzato per la lubrificazione. In particolare queste ultime, quando il compressore è in marcia, vengono trascinate dalla macchina stessa, invece quando non è produttivo, esse continuano a ricircolare l’olio ma devono essere alimentate esternamente.

Inoltre si può affermare con sicurezza che il sistema è rimasto lo stesso durante l'ultimo anno poiché l'ultimo compressore sostituito è entrato in servizio nel dicembre 2018. Per cui gli scostamenti sono dovuti ai diversi assetti tenuti all'interno delle sale compressori e relative manutenzioni degli stessi.

5.2 Consumo specifico delle sale compressori

Gli indicatori di prestazione o KPI (Key Performance Indicators) consentono di effettuare una misura dei progressi volti al raggiungimento degli obiettivi a medio e lungo termine, essi infatti riflettono i fattori critici di successo di un sistema. I KPI non servono solamente a misurare le proprie prestazioni e progressi nel tempo ma anche a mettersi in relazione con gli altri e quindi sono un termine di confronto. Esso può essere interno alla stessa azienda (benchmarking interno) o con l'esterno (benchmarking esterno).

In ambito energetico gli indicatori di prestazione sono normati dalla Norma Internazionale ISO 50001 e vengono chiamati EnPIs (Energy Performance Indicators) come già introdotto nel Capitolo 2.1 "Controllo di gestione e sistema di gestione dell'energia". Anno dopo anno sono sempre più frequenti iniziative di benchmarking energetico in cui aziende di diversi settori condividono loro informazioni e indicatori sull'uso dell'energia. Facendo ciò è possibile stabilire dei benchmark con i quali ogni azienda può confrontarsi e stabilire così i possibili margini di miglioramento dal punto di vista dell'efficienza energetica.

Gli indici di prestazione inoltre sono utili in quanto moltiplicando il consumo per unità di prodotto (kWh/unità) per il costo unitario dell'energia (€/kWh) si ottiene il costo dell'energia per unità di prodotto (€/unità):

$$\left[\frac{\text{€}}{\text{unità}} \right] = \left[\frac{\text{kWh}}{\text{unità}} \right] \cdot \left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right] \quad (25)$$

Partendo dall'eq. 23 che rappresenta la caratterizzazione energetica, dividendo per il volume produttivo V è possibile ottenere il consumo specifico (C.S.) [kWh/Nm³]:

$$C.S. \text{ previsto} = \frac{C}{V} = \frac{C_0}{V} + c_1 \quad (26)$$

Ovvero:

$$C.S.previsto = \frac{10781}{V} + 0,0984 \quad (27)$$

Dunque, si giunge ad un'equazione rappresentante un'iperbole in cui ovviamente l'energia consumata per unità di prodotto diminuisce all'aumentare del volume produttivo in quanto diminuisce l'incidenza della quota fissa di consumo.

Quanto detto fino ad ora è per quanto riguarda il consumo specifico previsto partendo dalla caratterizzazione energetica precedente, invece i consumi specifici giornalieri reali sono calcolati puntualmente:

$$C.S.reale = \frac{kWh \text{ di energia elettrica giornaliero}}{Nm^3 \text{ di aria compressa prodotta giornaliero}} \quad (28)$$

Dunque, il consumo specifico calcolato è di fatto quello mensile totale per la generazione di aria compressa, senza distinzione tra le due sale.

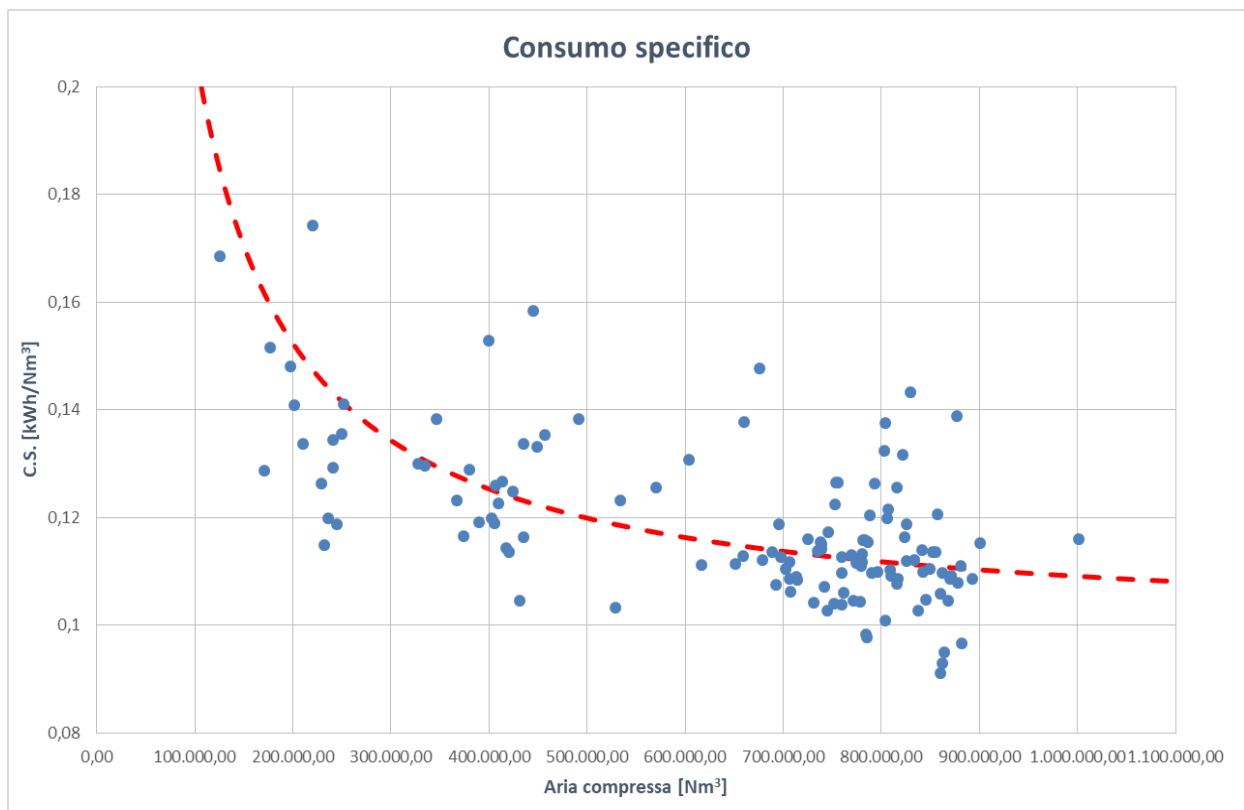


Figura 51: Consumo specifico sale compressori, reali e previsti

5.3 Caratterizzazione e consumi specifici mensili

Si aggregano ora i dati a livello mensile, sempre per i mesi da gennaio a novembre 2019, sommando la produzione e i consumi dei tutti i giorni del mese.

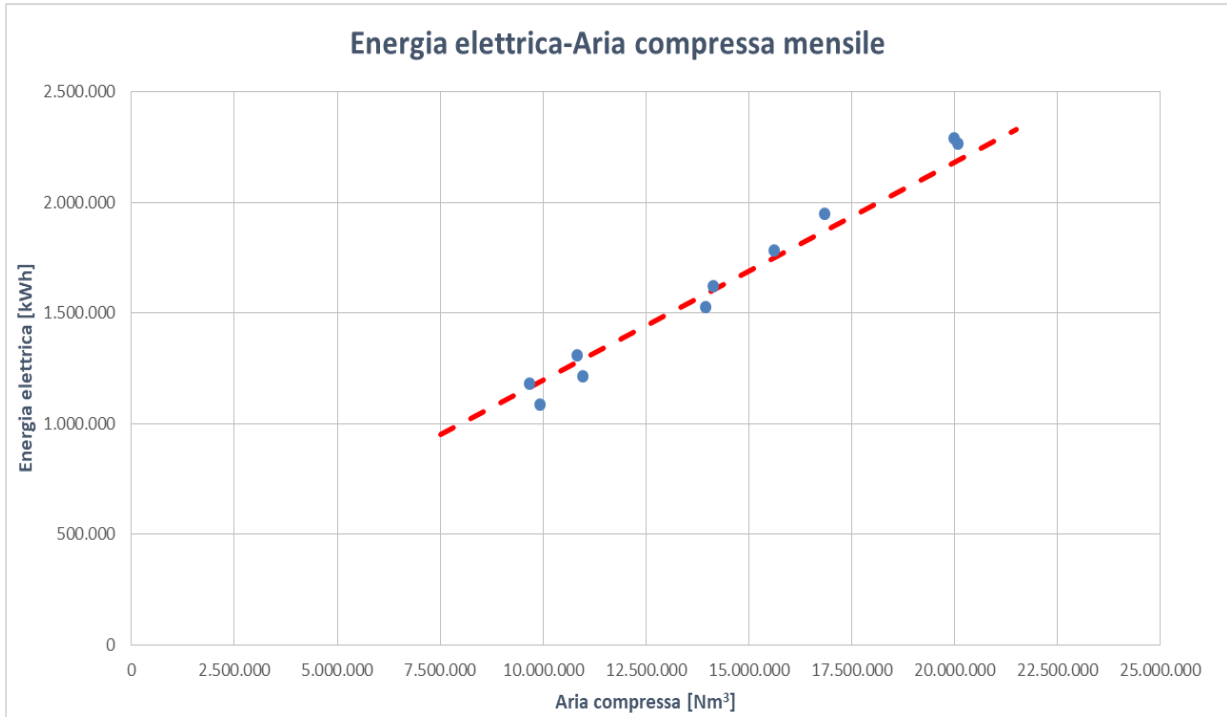


Figura 52: Correlazione mensile tra energia elettrica e aria compressa

La retta di correlazione è stata calcolata a partire da quella giornaliera, tenendo conto del fatto che il consumo fisso precedente era giornaliero e deve essere quindi moltiplicato per i giorni mensili. Si è quindi deciso di considerare i giorni medi di un mese, ovvero 30, per una visualizzazione grafica. Tuttavia per i consumi di energia elettrica previsti si è moltiplicato effettivamente per i giorni che costituiscono il mese. Quindi 31 per gennaio, 28 per febbraio, 31 per marzo, ecc.

Dunque:

$$C = C_0 \cdot N + c_1 \cdot V \quad (29)$$

Dove: N è il numero di giorni di quel particolare mese.

$$C = 10781 \cdot N + 0,0984 \cdot V \quad (30)$$

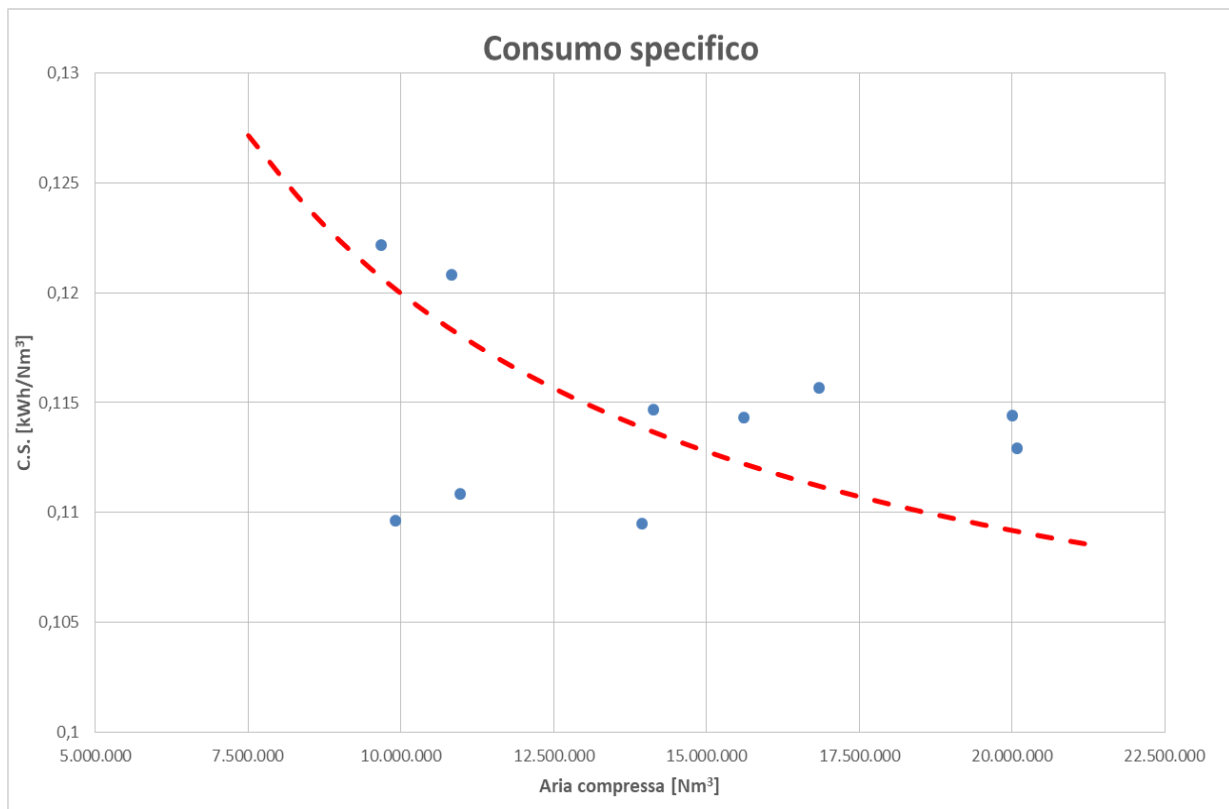


Figura 53: Consumo specifico mensile sale compressori, reali e teorici

Anche per il consumo specifico per la visualizzazione grafica è stato considerato un mese medio di 30 giorni ma praticamente quello previsto è stato calcolato con i mesi effettivi che costituiscono il mese in questione.

Quindi:

$$C.S. teorico = \frac{C}{V} = \frac{C_0}{V} \cdot N + c_1 \quad (31)$$

Ovvero:

$$C.S. teorico = \frac{10781}{V} \cdot N + 0,0984 \quad (32)$$

Per apprezzare la correttezza o meno della coerenza tra i consumi specifici reali e l'iperbole teorica è necessario calcolare gli scostamenti relativi percentuali tra i due dati puntuali, calcolati come:

$$scost. rel. percentuale = \frac{C.S. reale - C.S. previsto}{C.S. reale} \quad (33)$$

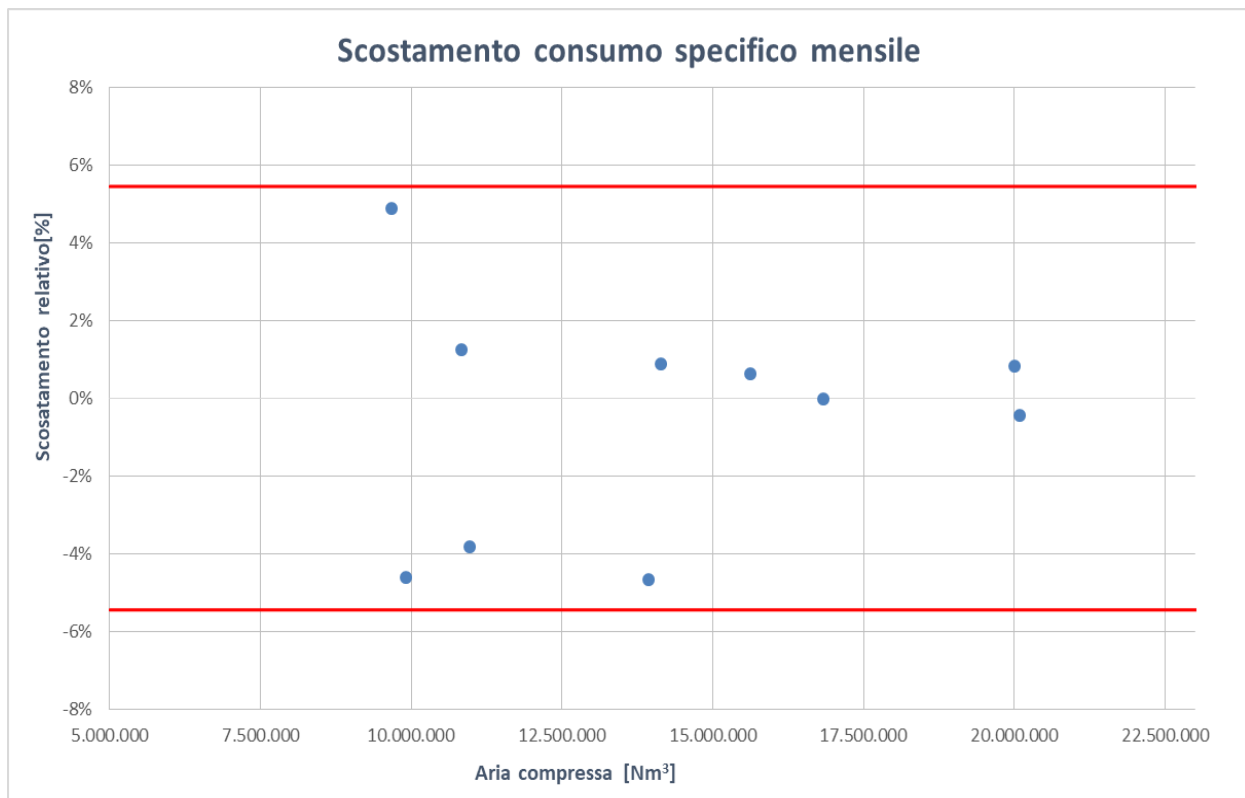


Figura 54: Scostamenti consumi specifici: reali e previsti

Le linee orizzontali rosse sono un riferimento calcolato per tenere conto del fatto che ovviamente i dati possono non coincidere sia perché il modello non è esatto ma anche perché tutti i misuratori di portata sono affetti da incertezze di misura. Appunto, per quanto riguarda i misuratori primari, a partire dal LDA dai moduli di certificazione del 2018, è stato calcolato il LDA totale come scarto quadratico medio degli LDA di ogni singolo loop di misura che compone la distribuzione primaria di aria compressa, nel seguente modo:

$$LDA_{tot} = \sqrt{LDA_1^2 + LDA_2^2 + LDA_3^2 + \dots} = 5,45\% \quad (34)$$

Dove: LDA_i è il limite di accettazione del singolo loop di misura primario. Dunque quello totale è calcolato come scarto quadratico medio degli LDA singoli.

Dunque, tale valore è confrontato con lo scostamento relativo percentuale dei C.S. calcolati a partire dalla caratteristica e quelli reali. Si può notare come essi stiano tutti all'interno del LDA totale dei misuratori primari. In questo modo si ha la consapevolezza che, utilizzando la correlazione lineare per le previsioni sul periodo futuro, il confronto con le misure provenienti dai primari è coerente.

Interessante notare il fatto come al diminuire dei volumi prodotti e quindi delle portate passanti nei misuratori primari aumenta lo scostamento tra valore atteso e valore reale, confermando il fatto secondo cui l'errore aumenta al diminuire della misura.

5.4 Analisi Compressore 2 Carrozzeria

Si concentra ora l'attenzione su un singolo compressore, il 2 di carrozzeria, ovvero il ZH 15000-4-7. I dati sono presi da un sistema nato per scopi di manutenzione e che registra una serie di dati, stati e allarmi ogni 5 secondi. I dati riguardano condizioni dell'aria esterna da cui preleva il compressore, dati riguardanti la circolazione dell'aria all'interno, la circolazione dell'olio di lubrificazione, la circolazione dell'acqua di raffreddamento, riguardanti il motore. Oltre a questi sono presenti stati e allarmi.

Il costruttore comunica soglie ottimali di funzionamento, di allarme e di blocco. I manutentori partendo da queste le impostano all'interno del sistema di monitoraggio per la manutenzione. I dati misurati sono:

Compressore	Area	Sensore	udm	Campo Scala	Ottimale	Allarme	Blocco
C2C ZH15000	ARIA ESTERNA	Temperatura aria esterna	°C	-20 ÷ 80			
		Umidità aria esterna	% RH	0 ÷ 100			
	CIRC. ARIA	Pressione 1 collettore aria essiccata Carrozzeria	kPa	0 ÷ 1000	630-690		
		Pressione 2 collettore aria essiccata Carrozzeria	kPa	0 ÷ 1000	630-690		
		Pressione mandata	kPa	-100 ÷ 1700	670	1550	1600
		Pressione diff. filtro	kPa	-17,2 ÷ 17,2	<5	7	
		Temperatura mandata	°C	-40 ÷ 270	32	52	66
		Temperatura ingr. 2° elem.	°C	-40 ÷ 270	32	52	66
		Temperatura ingr. 3° elem.	°C	-40 ÷ 270	32	52	66
		Pressione uscita 3° elem.	kPa	-100 ÷ 1700	680	1550	1600
		Pressione diff. 2° elem.	kPa	0 ÷ 500	285		
		Pressione diff. ugello 2° elemento	kPa	0 ÷ 50	13,2		
		Temperatura diff. 1° refr.	°C	Calcolo analogico	10	20	
		Temperatura diff. 2° refr.	°C	Calcolo analogico	6	20	
		Temperatura diff. refr. Finale	°C	Calcolo analogico	6	20	
		Posizione valvola di scarico % (BOV)	%	0 ÷ 100			
		Posizione valvola di aspirazione % (IGV)	%	0 ÷ 100			
		Portata mandata compensata	Nm3/h	0 ÷ 16000	11700-13000		
	Vibrazioni 1° elem.	micron	0 ÷ 125	da 5 a 15	31,8	49,5	
	Vibrazioni 2° elem.	micron	0 ÷ 125	da 5 a 15	31,8	49,5	
	Vibrazioni 3° elem.	micron	0 ÷ 125	da 5 a 15	28,3	44,1	
	CIRC. OLIO	Pressione scatola ingranaggi	kPa	100 ÷ 500	230	160	100
		Temperatura scatola ingranaggi	°C	-40 ÷ 270	45	57	63
		Pressione diff. filtro	kPa	0 ÷ 300	< 100	100	110
		Temperatura serbatoio	°C	-40 ÷ 270	50	57	63
	CIRC. H2O	Temperatura ingresso	°C	-40 ÷ 270	<35		
	MOTORE	Temperatura avv. 1U1	°C	-40 ÷ 270	85	145	155
		Temperatura avv. 1V1	°C	-40 ÷ 270	85	145	155
		Temperatura avv. 1W1	°C	-40 ÷ 270	85	145	155
		Temperatura cusc. lato giunto	°C	-40 ÷ 270	58	110	115
		Temperatura cusc. lato ventola	°C	-40 ÷ 270	55	110	115
		Temperatura azionamento	°C	-40 ÷ 270	30	45	55
		Consumo specifico	kWh/Nm3	Calcolo analogico	0,1*		
		Corrente assorbita	A	0 ÷ 400	242-280		
	Potenza elettrica	kW	0 ÷ 1600	1300			
	STATI	Mod. funz. AUT/MAN					
		Pannello LOC/REM					
		Compressore ON/OFF/MUOTO/CARICO					
		Mod. controllo 4A/4B					
		Interruttore generale					
		Circ. ausiliari 24Vac					
		Circ. ausiliari 500Vac					
		Interruttore QF11 torino estr. 1					
		Interruttore QF12 torino estr. 2					
		Interruttore QF13 riserva					
		Motore torino estr. 1					
	Motore torino estr. 2						
	ALLARMI	PSHH circuito aria					
		LSL serbatoio olio					
		LSLL serbatoio olio					
		FSLC circuito acqua					
		Pre warning					
		General warning					
General shutdown warning							
General shutdown							
General service							
Mancati avvii							
Stop di emergenza							
Sovraccarico motore							
Sovraccarico disp. Ausiliari							

Figura 55: Dati ZH15000-4-7 misurati e soglie dal costruttore

I dati che sono stati ritenuti utili sono stati scaricati e aggregati con un time step di 5 minuti, dalle 23.00 del 30 settembre 2019 alle 14.55 del 22 novembre 2019, con alcuni brevi periodi di dati mancanti per via del completo spegnimento della macchina oppure per problemi di

trasmissione di dati, mentre in altri casi non si ha produzione di aria compressa ma mantenendo comunque la macchina in marcia.

Curve del costruttore

Quando si valuta l'acquisto di un compressore, per scegliere quello più adatto a coprire la portata richiesta, si richiedono al fornitore le curve teoriche di funzionamento di una macchina al variare delle condizioni operative, ovvero:

- temperatura dell'aria in ingresso;
- pressione dell'aria in ingresso;
- umidità dell'aria in ingresso;
- temperatura di ingresso dell'acqua di raffreddamento.

Con queste curve, e in base alla pressione di mandata di progetto che si vuole mantenere, è possibile ottenere i valori teorici di portata elaborata e potenza elettrica assorbita.

Vengono come esempio riportate le curve del compressore 2 di carrozzeria ZH 15000-4-7, con:

- temperatura dell'aria in ingresso ad ogni stadio: 35 °C;
- pressione dell'aria in ingresso: 1 bar;
- umidità dell'aria in ingresso: 60 %;
- temperatura di ingresso dell'acqua di raffreddamento: sconosciuta (ragionevolmente simile a quella dell'aria in ingresso).

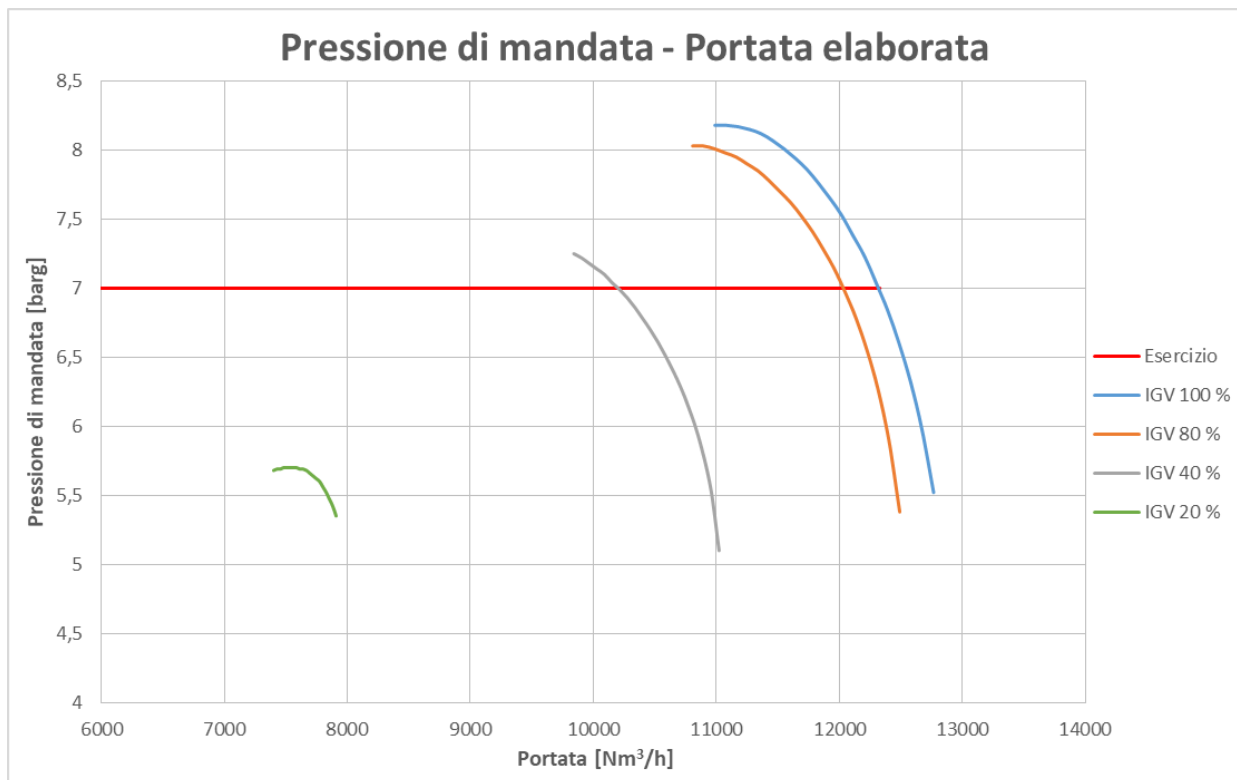


Figura 56: Pressione di mandata-Portata compressore 2 carrozzeria, teorico

Da questo grafico è possibile trovare le portate teoriche in Nm^3/h , le curve sono rispettivamente quelle per 100 %, 80 %, 60% e 40% di apertura della IGV (Inlet Guide Vane).

In generale come si vedrà in seguito ci si ferma intorno al 40 % di apertura della IGV per non andare in pompaggio, e allo stesso tempo garantire la portata richiesta, si regola con la BOV (Blow-Off Valve). Questo perché al di sotto di un certo valore di portata dipendente dalla macchina stessa, essa va in uno stato di instabilità pericoloso dal punto di vista meccanico, detto appunto di pompaggio.

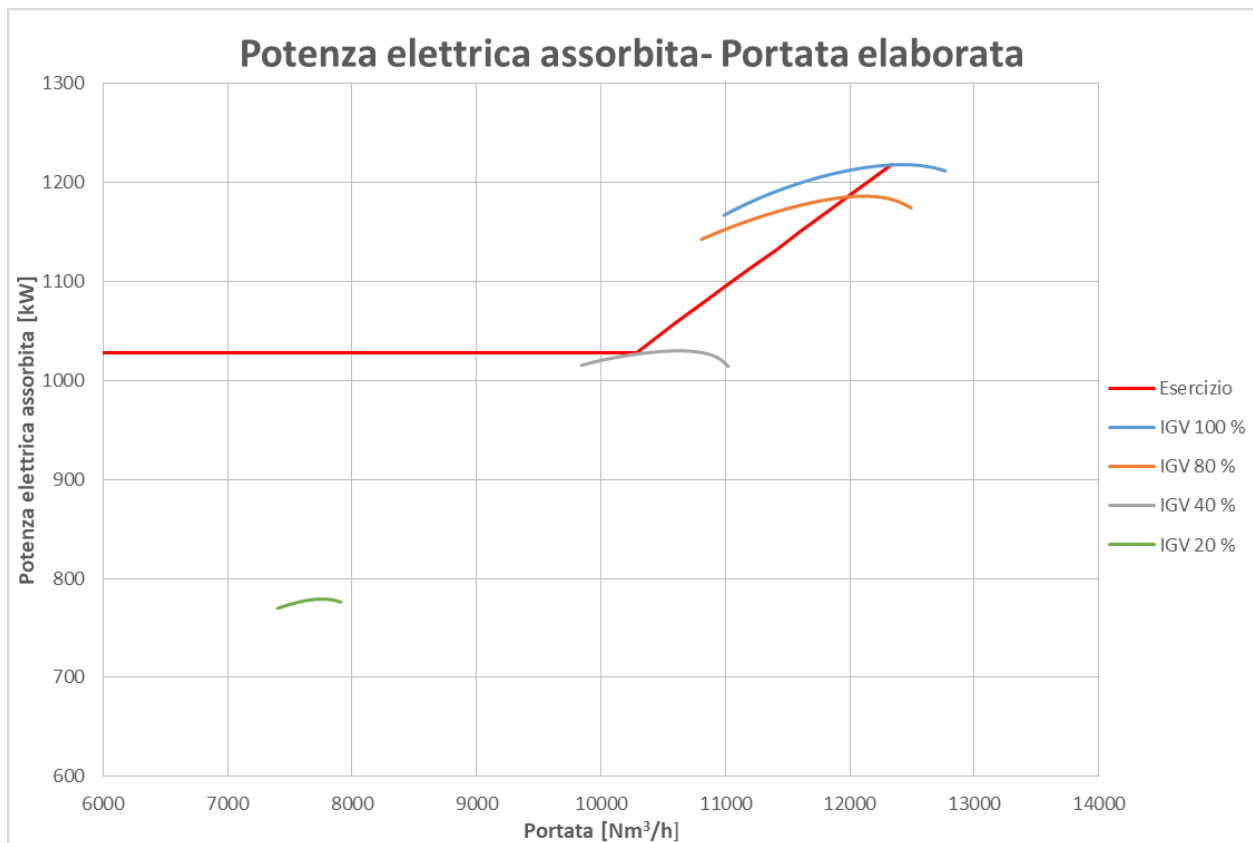


Figura 57: Potenza elettrica assorbita-Portata compressore 2 carrozzeria, teorico

Il compressore dunque assorbirà una potenza elettrica che varia linearmente tra quella per il garantire la portata di progetto al 40 % di apertura della IGV e quella per il garantire la portata di progetto al 100 % di apertura della IGV. Al di sotto appunto l'apertura della IGV rimane costante, per cui lo è anche la potenza elettrica assorbita.

A partire da queste due curve, conoscendo potenza elettrica assorbita e portata elaborata, è utile calcolare il consumo specifico previsto.

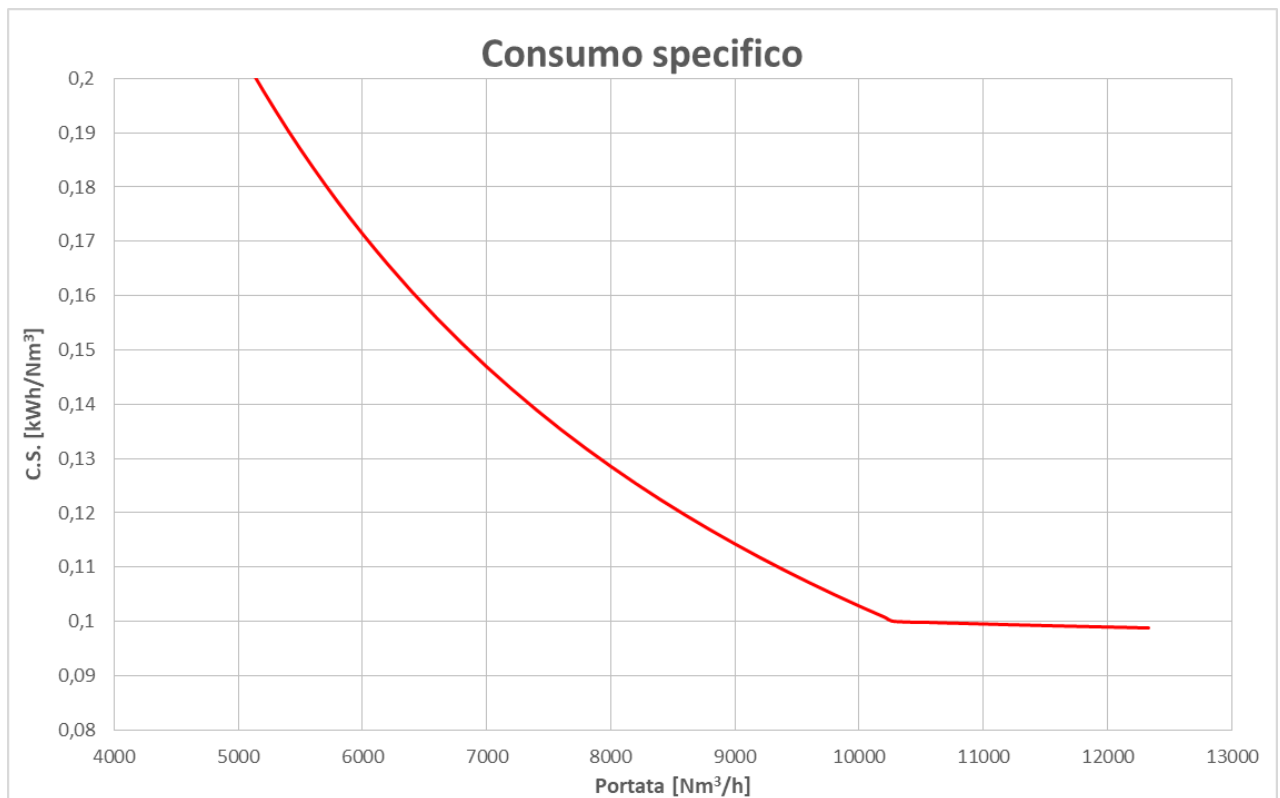


Figura 58: Consumo specifico previsto

Dunque, il consumo specifico di un singolo compressore, così come la potenza d'altronde, ha un andamento spezzato che non è possibile notare analizzando le sale compressori nel loro complesso in quanto ovviamente non tutti lavorano insieme sotto la portata limite.

Inoltre è evidente il fatto che dal punto di vista dell'efficienza è conveniente scendere il meno possibile al di sotto di questo limite.

Si passa ora ad analizzare i dati reali scaricati dal sistema di manutenzione per il periodo considerato.

Potenza elettrica assorbita-Portata elaborata

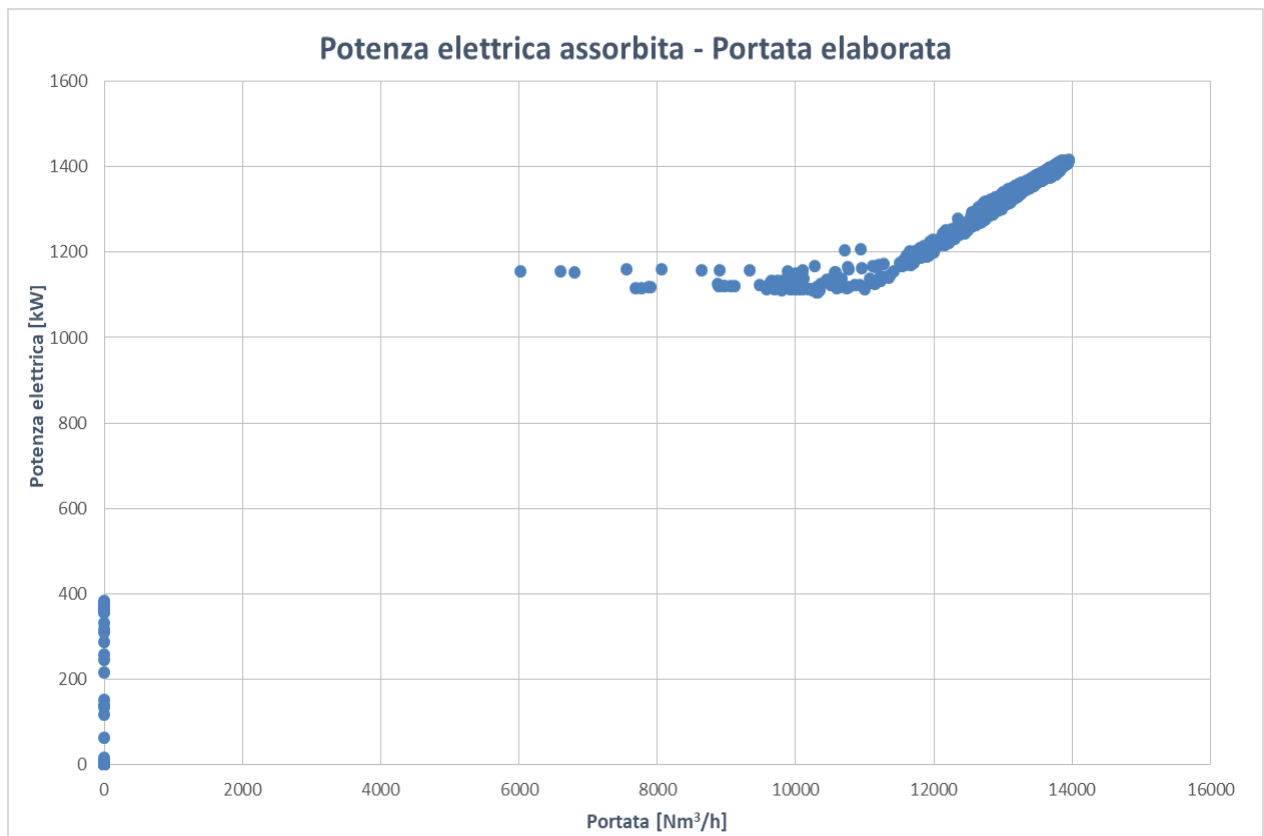


Figura 59: Potenza elettrica assorbita-Portata compressore 2 carrozzeria, reale

Effettivamente l'andamento è quello che ci aspetta, con due tratti lineari:

- orizzontale al di sotto della portata limite di pompaggio;
- inclinata al di sopra del limite di pompaggio.

Le potenze elettriche a portata nulla sono dovute principalmente al fatto che quando il compressore non elabora portata le pompe di ricircolo dell'olio di lubrificazione continuano comunque a essere attive, ma non sono più trascinate dal compressore stesso in marcia ma devono essere alimentate dall'esterno. Oltre a ciò troviamo altri ausiliari che comunque sono di potenza decisamente inferiore, quale ad esempio la pompa di prelievo dell'aria esterna. Mentre non vengono inclusi sistemi ausiliari quali l'essiccatore e le torri evaporative.

La portata limite di pompaggio è intorno agli 11000 Nm³/h.

Si cercano ora le due correlazioni separatamente per valori inferiori e superiori a questo limite.

Si inizia analizzando i punti a pendenza orizzontale, in cui si eliminano i dati a portata nulla, per esaminare la correlazione.

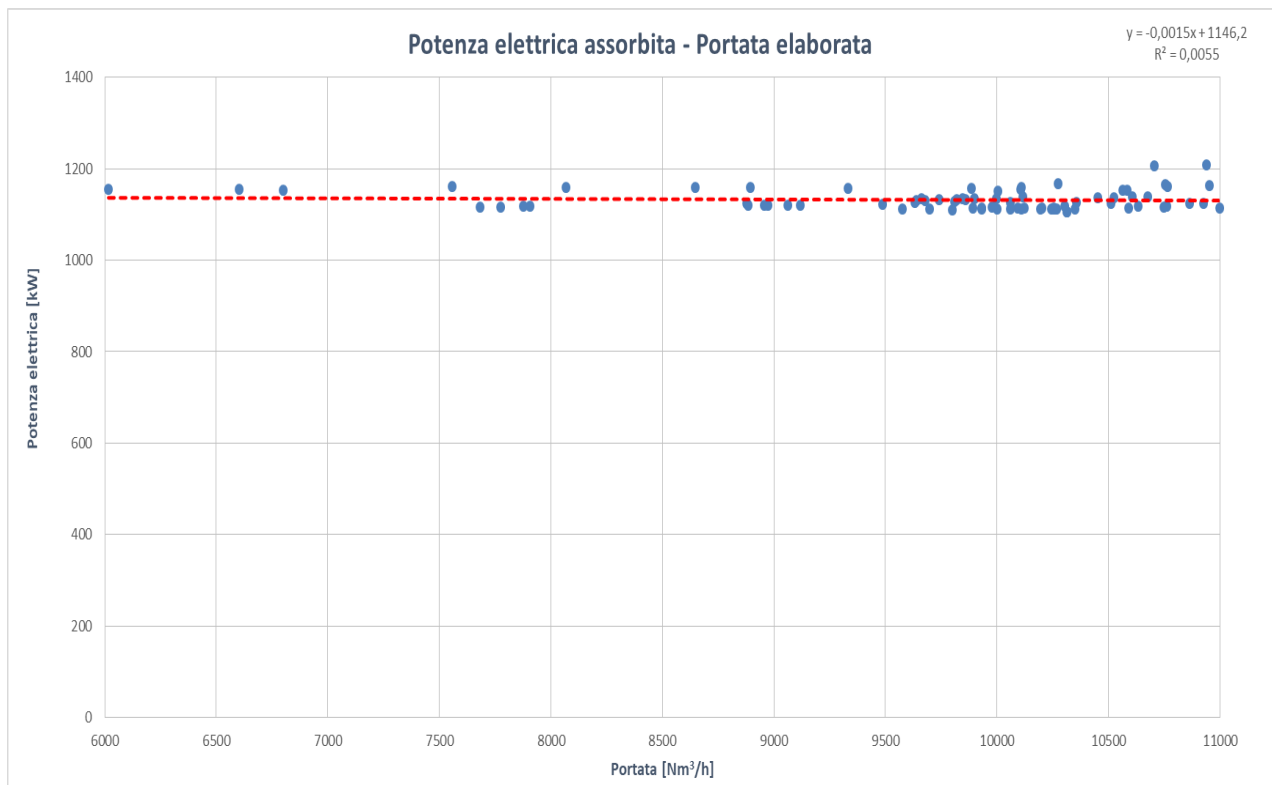


Figura 60: Potenza elettrica assorbita-Portata compressore 2 carrozzeria, sotto il limite

OUTPUT RIEPILOGO

Statistica della regressione	
R multiplo	0,074053245
R al quadrato	0,005483883
R al quadrato corretto	-0,007266324
Errore standard	21,43113908
Osservazioni	80

ANALISI VARIANZA

	gdl	SQ	MQ	F	Significatività F
Regressione	1	197,542923	197,542923	0,430101509	0,513869009
Residuo	78	35824,91035	459,2937224		
Totale	79	36022,45327			

	Coefficienti	Errore standard	Stat t	Valore di significatività	Inferiore 95%	Superiore 95%	Inferiore 95,0%	Superiore 95,0%
Intercetta	1146,234717	22,91297212	50,02557986	4,96421E-61	1100,618493	1191,85094	1100,618493	1191,85094
Variabile X 1	-0,00153139	0,002335073	-0,655821248	0,513869009	-0,006180163	0,003117383	-0,006180163	0,003117383

Figura 61: Analisi di regressione potenza elettrica assorbita-Portata compressore 2 carrozzeria, sotto il limite

La correlazione non è evidentemente significativa, questo principalmente poiché i punti sono troppo pochi. Tuttavia questo è un fatto positivo poiché indica che il compressore si utilizza per la quasi totalità del tempo in condizioni ottimali, sopra il limite di pompaggio, in cui il consumo

specifico è minimo. Inoltre anche graficamente è evidente che l'andamento è orizzontale, come ci si aspettava.

L'equazione, seppur ritenuta non significativa, per i punti a portata maggiore di 11000 Nm³/h è:

$$C = 1146,2347 + -0,0015 \cdot V \quad (35)$$

Si analizza ora il tratto più interessante, a pendenza positiva, al di sopra del limite di pompaggio.

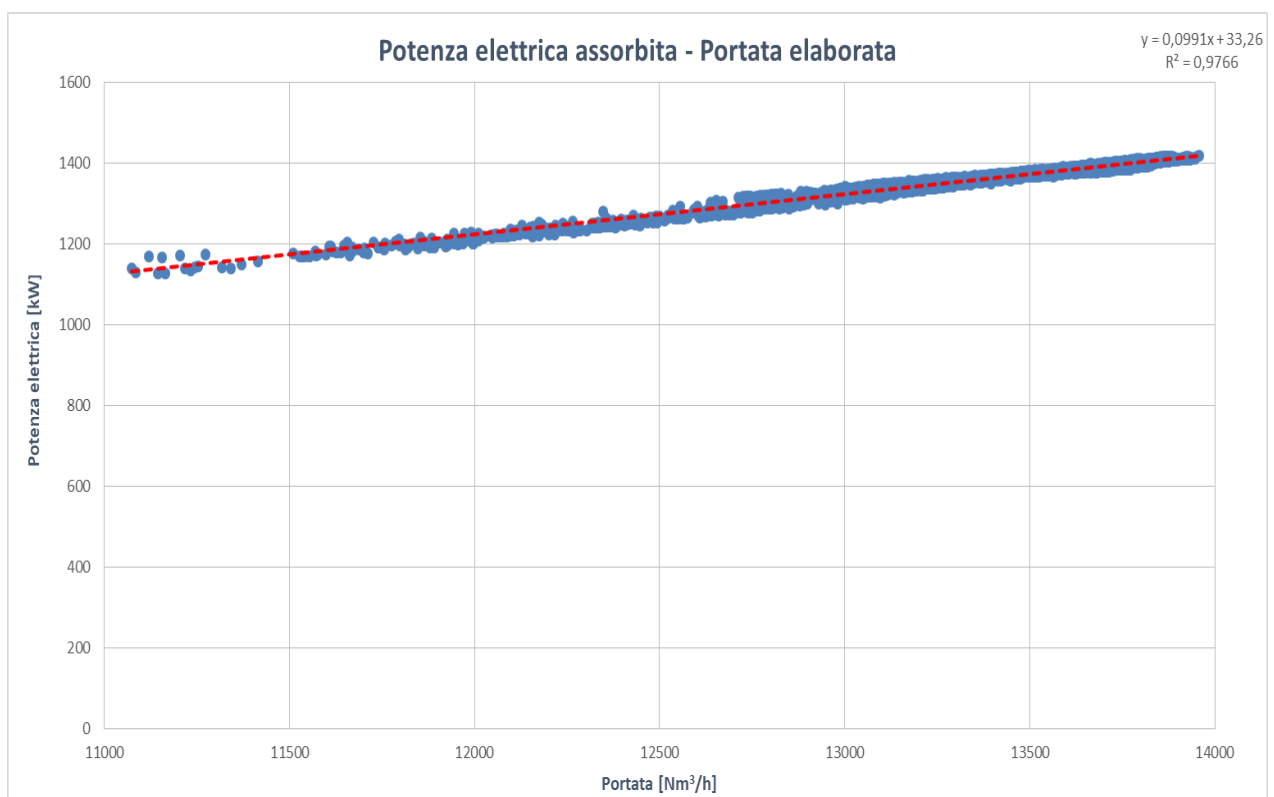


Figura 62: Potenza elettrica assorbita-Portata compressore 2 carrozzeria, sopra il limite

OUTPUT RIEPILOGO

<i>Statistica della regressione</i>	
R multiplo	0,988244996
R al quadrato	0,976628172
R al quadrato corretto	0,976625001
Errore standard	5,753089877
Osservazioni	7371

ANALISI VARIANZA

	<i>gdl</i>	<i>SQ</i>	<i>MQ</i>	<i>F</i>	<i>Significatività F</i>
Regressione	1	10191719,12	10191719,12	307925,1265	0
Residuo	7369	243899,4798	33,09804313		
Totale	7370	10435618,6			

	<i>Coefficienti</i>	<i>Errore standard</i>	<i>Stat t</i>	<i>Valore di significatività</i>	<i>Inferiore 95%</i>	<i>Superiore 95%</i>	<i>Inferiore 95,0%</i>	<i>Superiore 95,0%</i>
Intercetta	33,26017115	2,409419597	13,80422538	8,17192E-43	28,53701974	37,98332256	28,53701974	37,98332256
Variabile X 1	0,099139868	0,000178659	554,9100166	0	0,098789644	0,099490091	0,098789644	0,099490091

Figura 63: Analisi di regressione potenza elettrica assorbita-Portata compressore 2 carrozzeria, sopra il limite

In questo caso si può affermare che la correlazione è decisamente significativa in quanto il coefficiente di determinazione R^2 è prossimo a uno e i p-value di intercetta e coefficiente angolare sono inferiori a 0,05.

L'equazione, per i punti a portata maggiore di 11000 Nm³/h è:

$$C = 33,2602 + 0,0991 \cdot V \quad (36)$$

Inoltre è interessante notare, come già accennato, che i punti in questo caso sono decisamente di più: 7371 a fronte degli 80 precedenti. Per cui di fatto il compressore lavora efficacemente per la quasi totalità del tempo.

Consumo specifico

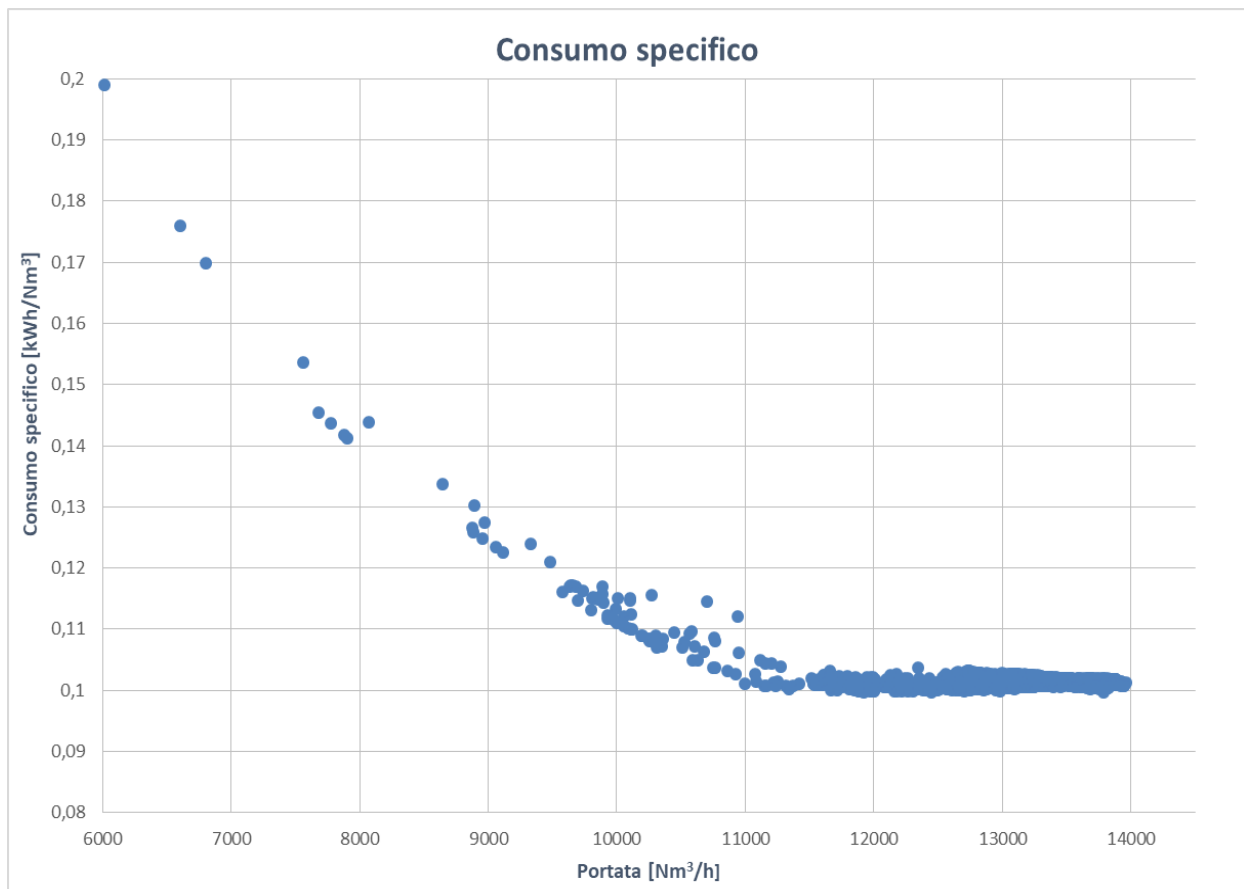


Figura 64: Consumo specifico compressore 2 carrozzeria

Anche in questo, così come per la potenza elettrica assorbita, il comportamento reale è quello atteso. Si applicano ora le due correlazioni precedentemente trovate per confrontare il valori con i consumi specifici reali.

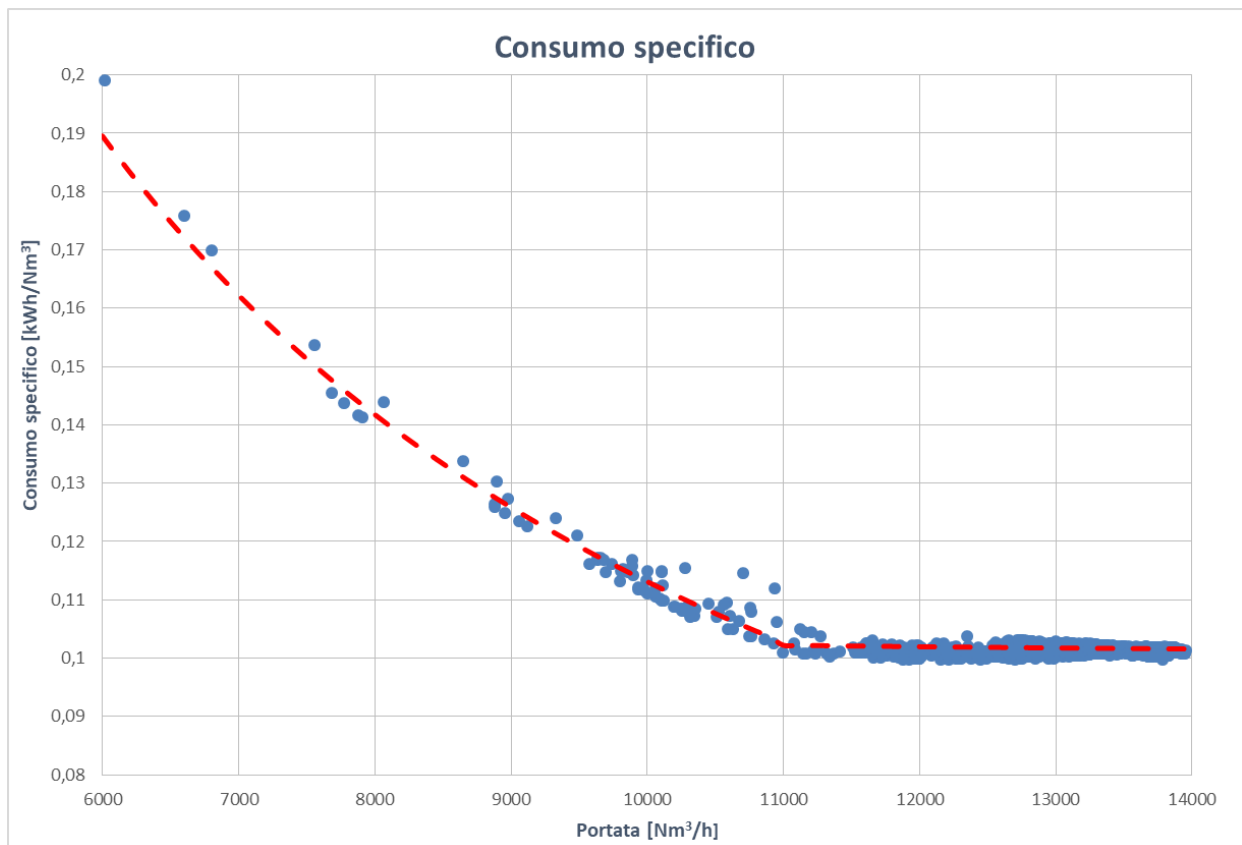


Figura 65: Confronto consumi specifici compressore 2 carrozzeria, previsti e reali

Si può notare come la correlazione sia affidabile particolarmente per portate maggiori di 11000 Nm³/h. Per i valori al di sotto, alimentando il sistema con ulteriori dati nel tempo, sarà possibile ottenere una correlazione affidabile anche per quel tratto. Pur ricordando che dal punto di vista dell'efficienza è meglio lavorare al di sopra del limite di pompaggio, motivo per cui è fondamentale il concetto degli assetti da utilizzare: ovvero quali compressori è meglio usare per produrre la portata richiesta, possibilmente appunto in modo che siano tutti sopra la loro soglia limite.

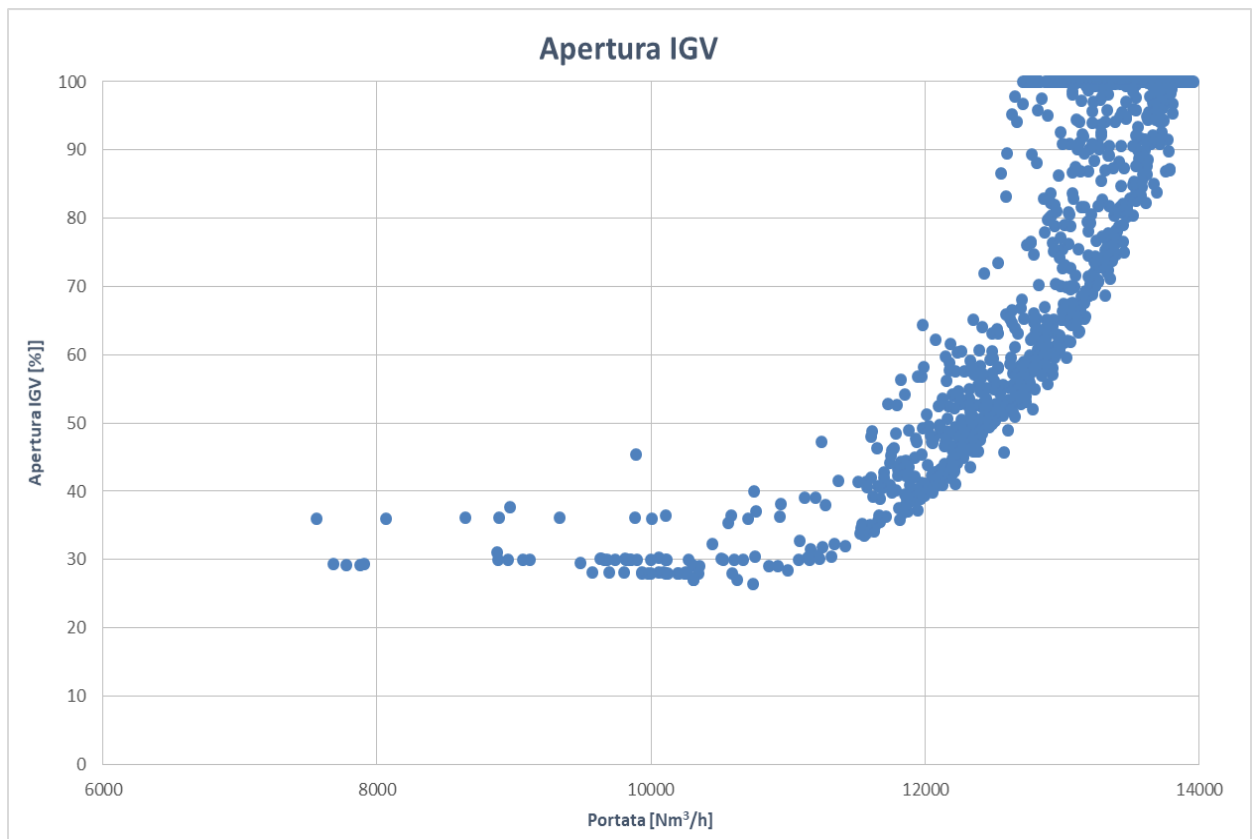


Figura 66: Portata-Apertura IGV compressore 2 carrozzeria

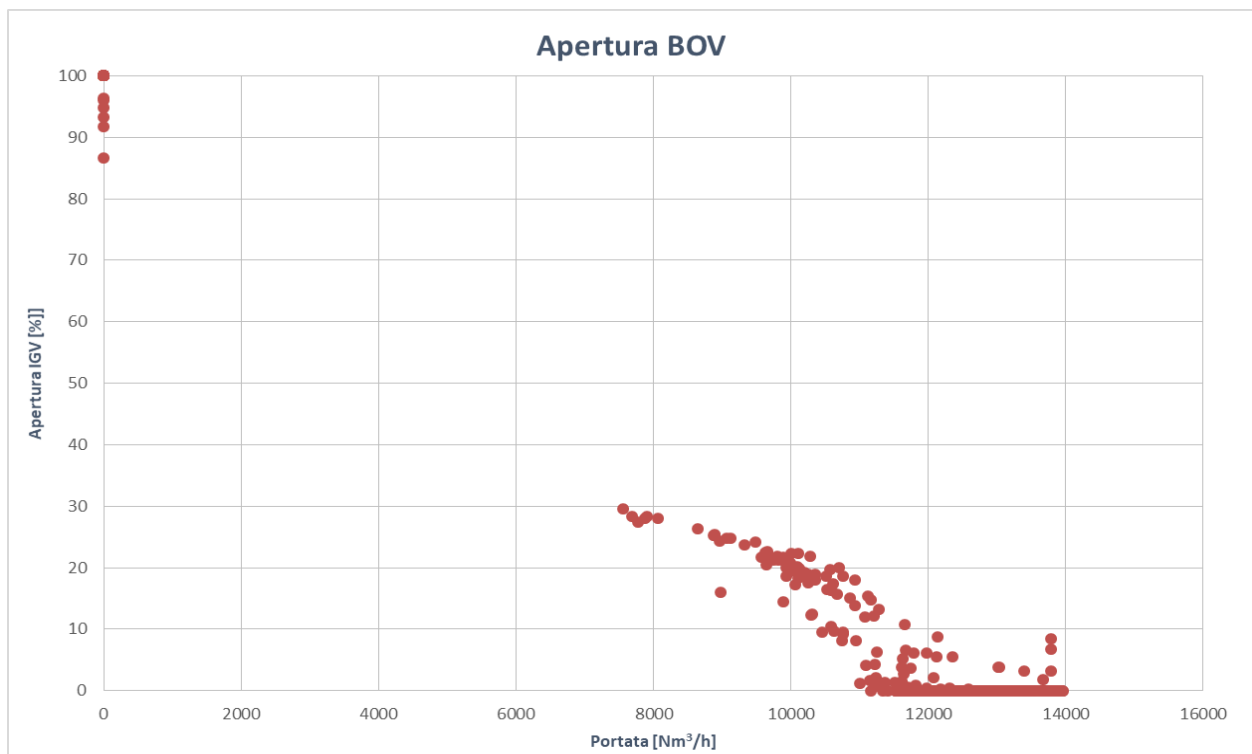


Figura 67: Portata-Apertura BOV compressore 2 carrozzeria

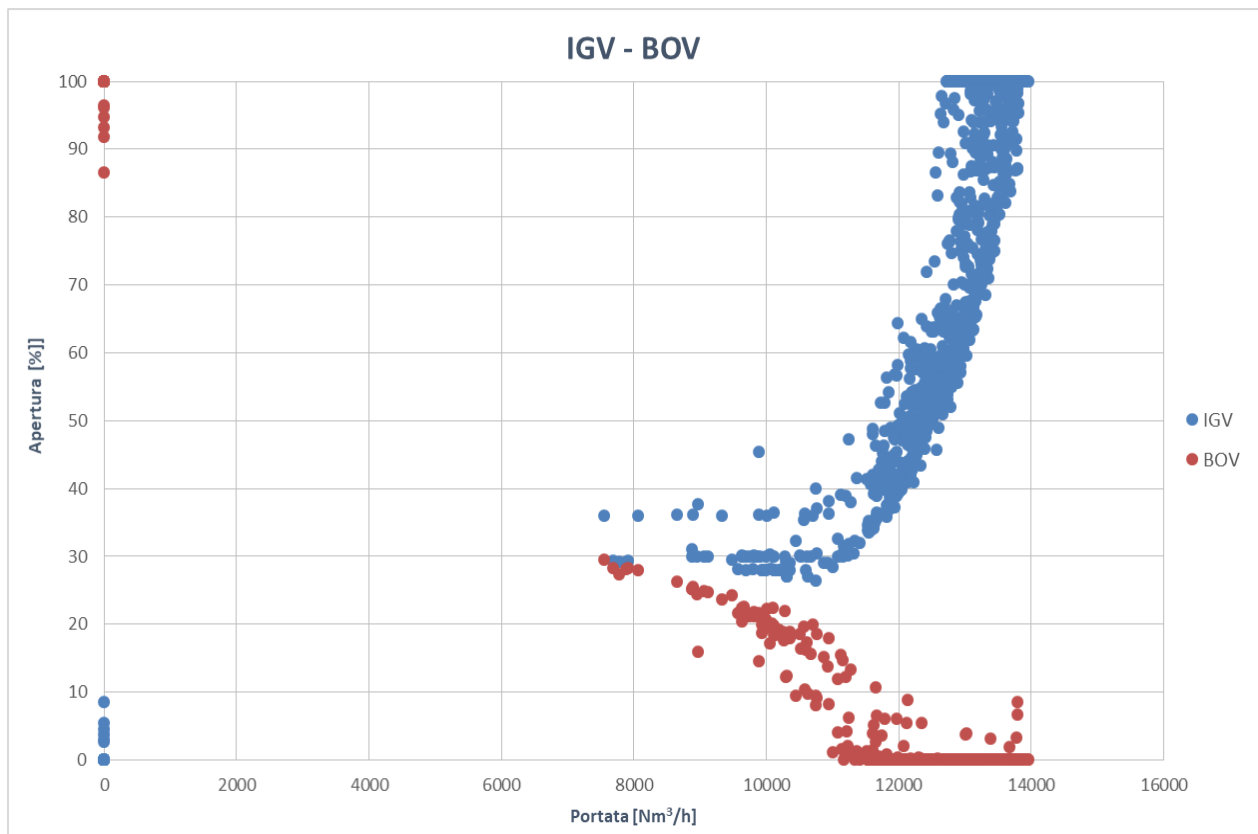


Figura 68: Confronto apertura IGV e BOV

Come è possibile notare la portata è regolata principalmente tramite la sola IGV, esclusi casi particolari, fino al limite di pompaggio, che anche qui è evidente sia intorno gli 11000 Nm³/h. Al di sotto il compressore regola la portata mantenendo la IGV intorno al 30/40 % come spiegato in precedenza, e aprendo la BOV.

Consumo specifico-temperatura esterna

Viene analizzata una possibile correlazione tra la temperatura esterna dell'aria in ingresso al compressore e il relativo consumo specifico, questo per rendere l'analisi indipendente delle diverse portate che si registrano durante il periodo considerato.

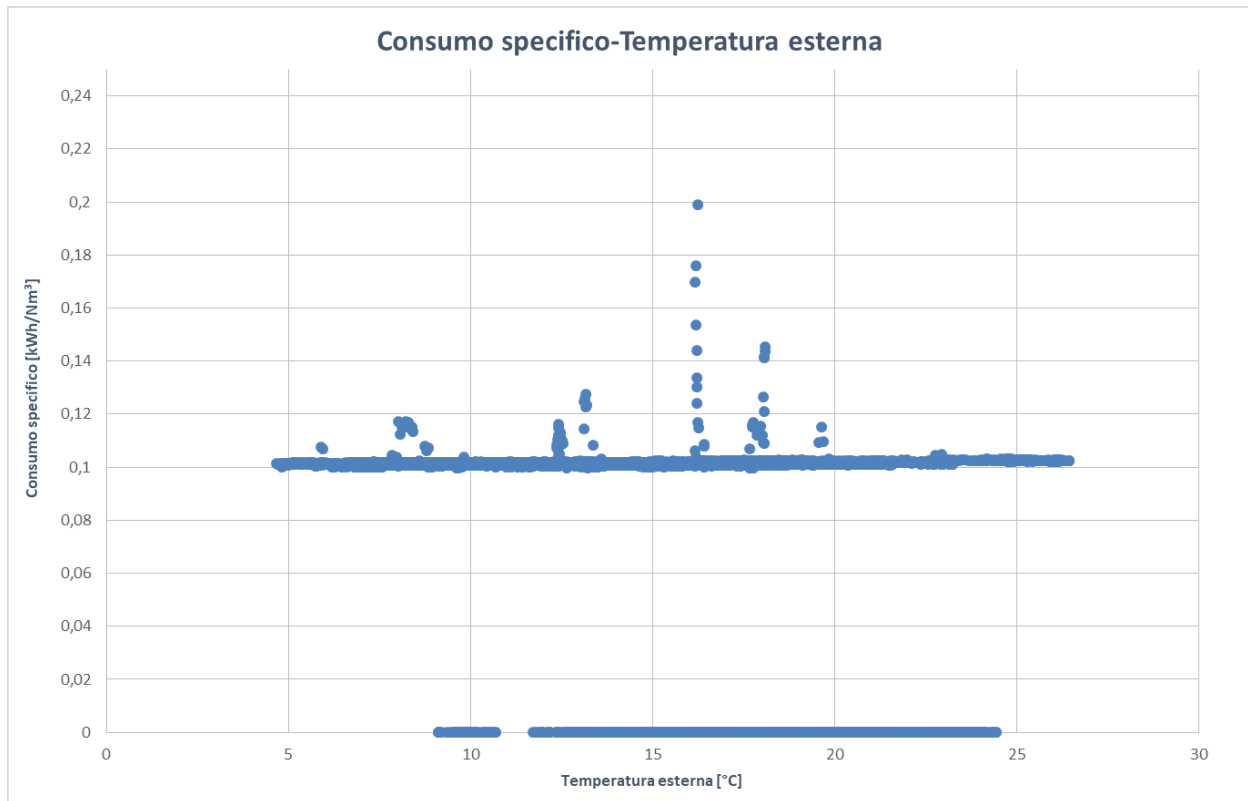


Figura 69: Correlazione consumo specifico-temperatura aria esterna, tutti i punti

Eliminando i punti di marcia a vuoto e quelli di avviamento e spegnimento, i quali ovviamente ne falsano l'andamento, si cerca di individuare se esiste una correlazione tra le due variabili durante il normale esercizio del macchinario.

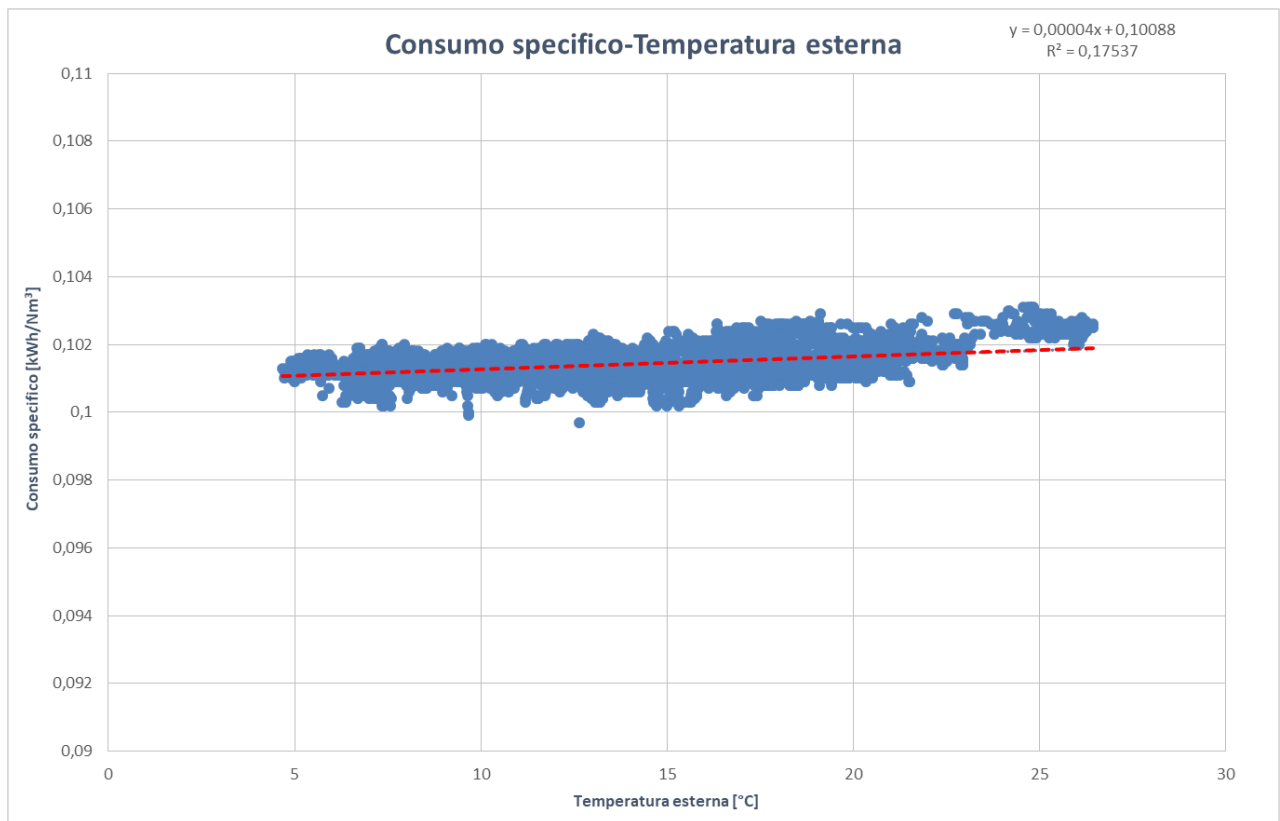


Figura 70: Correlazione consumo specifico-temperatura aria esterna, normale funzionamento

OUTPUT RIEPILOGO

Statistica della regressione	
R multiplo	0,418766669
R al quadrato	0,175365523
R al quadrato corretto	0,175248238
Errore standard	0,000376231
Osservazioni	7033

ANALISI VARIANZA

	gdl	SQ	MQ	F	Significatività F
Regressione	1	0,000211646	0,000211646	1495,201851	9,4062E-297
Residuo	7031	0,000995237	1,4155E-07		
Totale	7032	0,001206883			

	Coefficienti	Errore standard	Stat t	Valore di significatività	Inferiore 95%	Superiore 95%	Inferiore 95,0%	Superiore 95,0%
Intercetta	0,100882157	1,34969E-05	7474,483788	0	0,100855699	0,100908615	0,100855699	0,100908615
Variabile X 1	3,78546E-05	9,78968E-07	38,66784	9,4062E-297	3,59355E-05	3,97737E-05	3,59355E-05	3,97737E-05

Figura 71: Analisi di regressione consumo specifico-temperatura aria esterna

Esiste una correlazione tra le due variabili analizzate e con consumo specifico leggermente crescente all'aumentare della temperatura di prelievo dell'aria dall'esterno, seppur la correlazione trovata non sia particolarmente significativa avendo un coefficiente di determinazione R^2 relativamente basso. In particolare i punti si discostano dalla retta di correlazione per temperature elevate.

Esso è giustificabile anche teoricamente in quanto all'aumentare della temperatura aumenta il lavoro specifico di compressione.

Consumo specifico-umidità esterna

Viene ora analizzata una possibile correlazione tra la l'umidità esterna dell'aria in ingresso al compressore e consumo specifico, anche in questo caso per rendere l'analisi indipendente delle diverse portate che si registrano durante il periodo considerato.

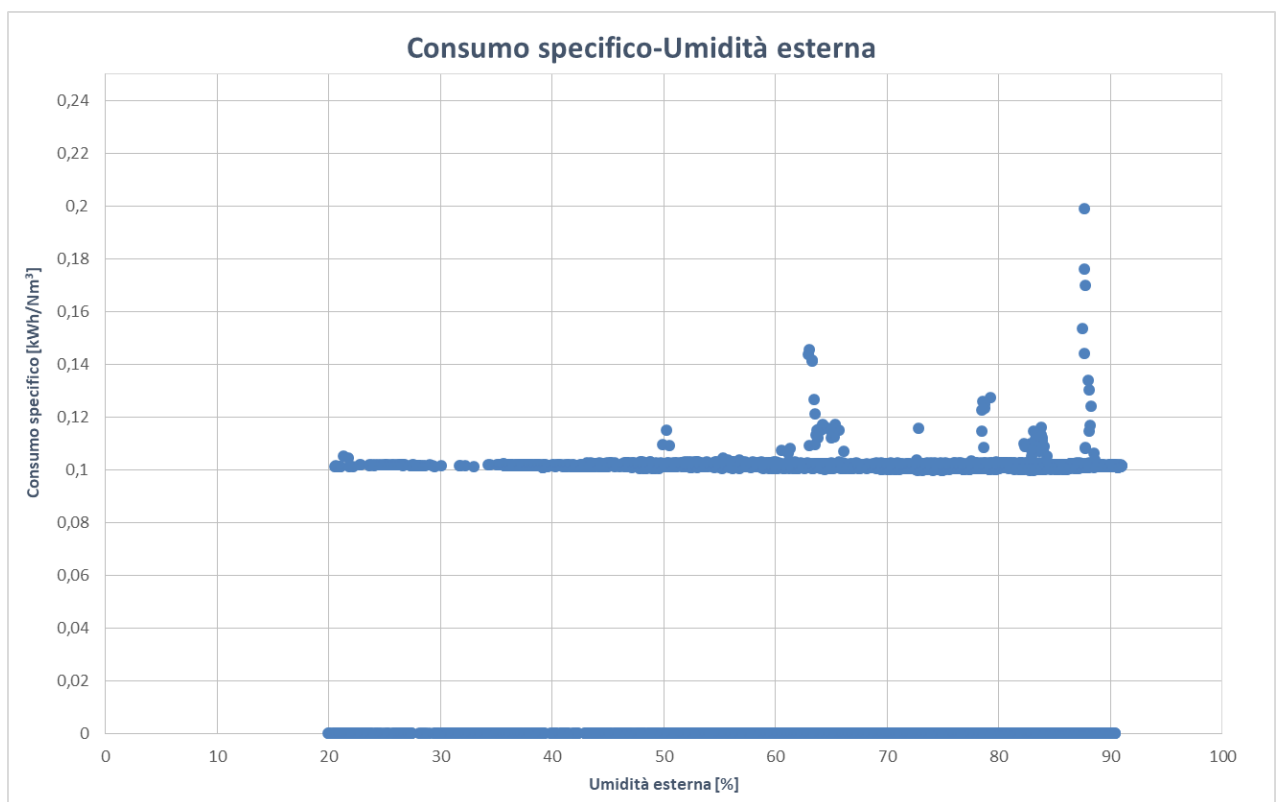


Figura 72: Correlazione consumo specifico-umidità aria esterna, tutti i punti

Anche in questo caso si riduce l'analisi al normale funzionamento del compressore, eliminando i punti di marcia a vuoto e quelli di avviamento e spegnimento.

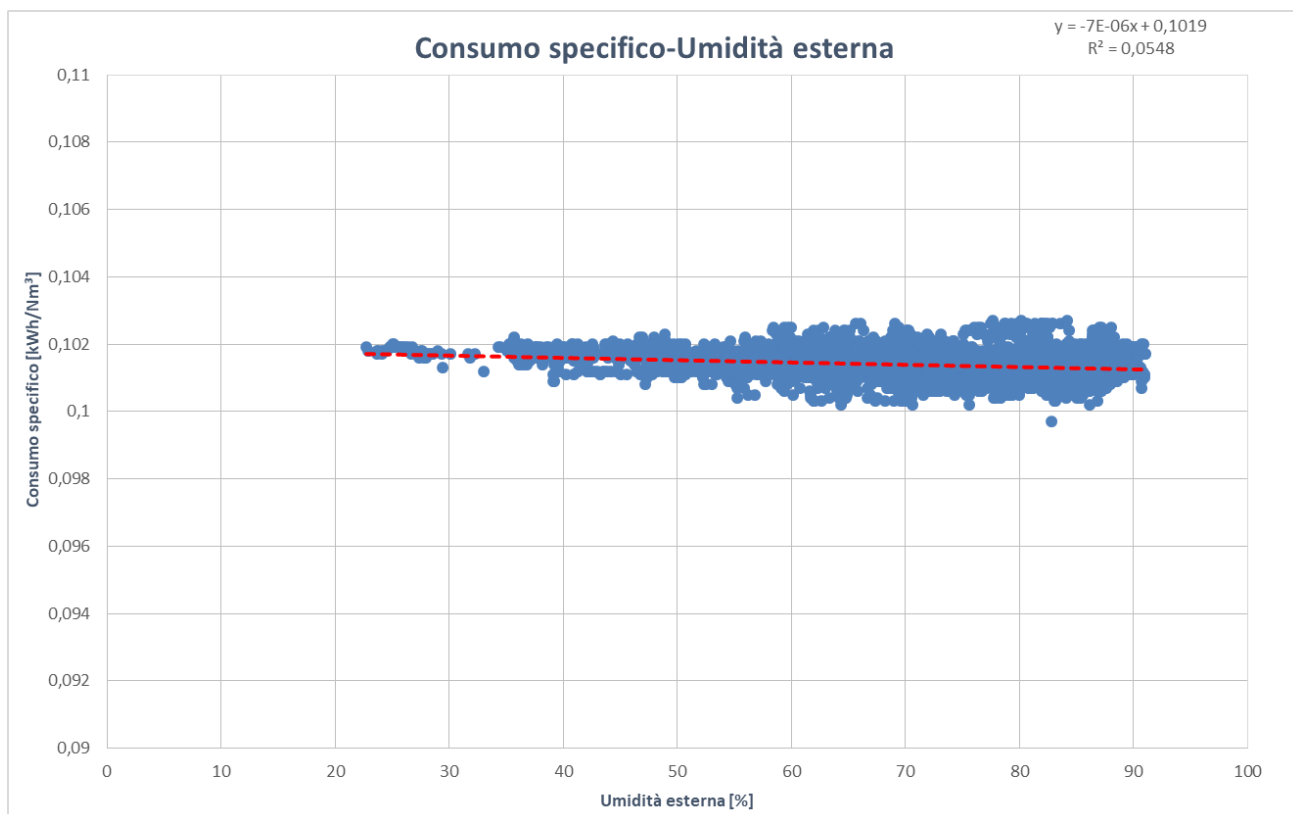


Figura 73: Correlazione consumo specifico-umidità aria esterna, normale funzionamento

OUTPUT RIEPILOGO

Statistica della regressione	
R multiplo	0,234052405
R al quadrato	0,054780528
R al quadrato corretto	0,054640848
Errore standard	0,000349977
Osservazioni	6769

ANALISI VARIANZA

	gdl	SQ	MQ	F	Significatività F
Regressione	1	4,80363E-05	4,80363E-05	392,1838762	6,77745E-85
Residuo	6767	0,000828849	1,22484E-07		
Totale	6768	0,000876886			

	Coefficienti	Errore standard	Stat t	Valore di significatività	Inferiore 95%	Superiore 95%	Inferiore 95,0%	Superiore 95,0%
Intercetta	0,101867182	2,66839E-05	3817,554146	0	0,101814873	0,10191949	0,101814873	0,10191949
Variabile X 1	-6,9588E-06	3,5139E-07	-19,8036329	6,77745E-85	-7,64763E-06	-6,26996E-06	-7,64763E-06	-6,26996E-06

Figura 74: Analisi di regressione energia elettrica-umidità aria esterna

In questo caso la correlazione è ancora meno significativa di quella trovata per la temperatura dell'aria esterna, in quanto la dispersione dei punti, in particolar modo per umidità elevate, è più evidente. Per cui il coefficiente di determinazione è troppo vicino allo 0.

In ogni caso graficamente possiamo affermare che il consumo specifico del compressore è circa costante o al massimo leggermente decrescente all'aumentare dell'umidità relativa dell'aria in ingresso.

6. Approfondimenti sulle funzionalità dell'EMS

Giunti a questo punto si sono verificati tutti i misuratori esistenti su tutti i vettori termofluidici, primari e secondari, in modo che sia garantito che i dati siano quanto più affidabili possibili. Inoltre si è proceduto all'installazione dei misuratori nuovi dove mancanti, in particolare quelli secondari. Ma siamo sicuri che questi dati ora affidabili lo siano nel tempo? È necessario verificare che il dato sia affidabile. E cosa fare con tutti questi dati disponibili? Quali vantaggi è possibile ottenere?

Per verificare e analizzare tutti i dati (immagazzinati in Cloud) ci vorrebbe una squadra di più persone che lo faccia per tutto il giorno e tutti i giorni. Tuttavia questa funzione può essere eseguita automaticamente e in tempi decisamente più brevi dal sistema EMS grazie al Cloud computing. Il vantaggio degli operatori sarebbe il fatto che essi di volta in volta imparano qualcosa e possono applicarlo nelle analisi successive. Ma è possibile raggiungere questo risultato anche con l'EMS grazie alle funzioni di autoapprendimento e del machine learning.

6.1 Qualità delle misure

Il fatto che tutti gli strumenti di misura siano inizialmente tarati correttamente non garantisce che ogni singolo dato sia affidabile e quindi di qualità, soprattutto con il progredire del tempo. Questo può verificarsi per svariati motivi:

- con passare del tempo, sui misuratori e all'interno delle tubazioni si creano incrostazioni che fanno sì che la misura risulti influenzata;
- alcune tipologie di misuratori perdono la taratura con il tempo;
- problemi di trasmissione del segnale in 4-20 mA;
- totale mancanza di segnale.

Per cui l'EMS deve essere in grado di validare il dato svolgendo delle analisi autonome per decidere se esso è affidabile oppure è necessario segnalare un errore. Il controllo deve essere fatto su più livelli: partendo da quelle più semplici puntuali a quelle più complesse di sistema.

Dunque il sistema procederà a svolgere diversi passi uno dopo l'altro per la validazione dei dati, secondo regole impostate dallo sviluppatore dell'EMS:

- 1) verifica dell'effettiva acquisizione del dato dallo strumento di campo. I problemi di comunicazione possono essere sia del tipo totale mancanza di trasmissione tra il misuratore e il dispositivo di acquisizione sia perché a quest'ultimo giunge un segnale elettrico che non è compreso tra i 4 e i 20 mA caratteristici. Infatti per un malfunzionamento può accadere che l'intensità di corrente che giunge al dispositivo di acquisizione sia inferiore ai 4 mA, oppure superiore ai 20 mA. Quando accade ciò è chi programma la parte software a decidere il valore che restituisce il sistema: è possibile fare in modo che venga letto 0 quando il segnale è inferiore ai 4 mA e il fondoscala quando il segnale è superiore ai 20 mA; oppure che venga restituito 0 in entrambi i casi. Generalmente è meglio adottare la seconda opzione perché in caso che il sistema non restituisca errore non vengono conteggiate portate che poi possono essere fatturate al cliente. In ogni caso, il sistema EMS deve essere programmato in modo che quando una di queste due situazioni accade non registri una portata errata ma se ne accorga e segnali autonomamente un malfunzionamento di quel particolare misuratore. In questo modo è possibile accorgersi immediatamente dell'incongruenza senza incorrere in bilanci errati, con difficoltà di capire il problema che li genera. In seguito all'individuazione dell'anomalia gli operatori verificheranno immediatamente se il problema è intrinseco al misuratore che non opera correttamente o è per via del sistema di comunicazione tra il dispositivo di campo e quello di acquisizione. Ovviamente il software è programmato in modo da avere un margine di errore, ad esempio il range impostato non è esattamente 4-20 mA ma bensì 3,9-20,1 mA, in modo da non segnalare errore quando il misuratore funziona correttamente e ha un'incertezza nell'uscita del segnale elettrico;
- 2) verifica che la misura rientri in un range minimo/massimo definito. È possibile che venga restituito un numero minore di zero o superiore al fondoscala, il sistema deve essere in grado di registrarlo e segnalare un'anomalia senza registrare il dato non corretto;
- 3) verifica che le misure acquisite rientrino nel range operativo corretto del primario di misura. Ogni misuratore sarà registrato a sistema e avrà associato il relativo principio di misura, e quindi con associato il campo di misura in cui è garantito che la misura sia affidabile. Ciò è esattamente quello che è stato fatto nel Capitolo 3.5 "Risultati della verifica", in cui si verificava se le portate rientravano o no nel campo di misura. Tuttavia

tutta l'elaborazione è stata effettuata misuratore per misuratore e manualmente, l'obiettivo è proprio quello di automatizzare quest'analisi. Dunque, il sistema deve segnalare il fatto che la tubazione sta lavorando al di sotto del limite minimo di affidabilità della misura. E analizzando la frequenza con cui questo si verifica, segnalare che questo si verifica spesso ed è quindi da verificare il corretto dimensionamento o meno del misuratore;

- 4) verifica della quadratura tra la misura primaria e misure secondarie. Il sistema EMS, avendo all'interno gli LDA di tutti i misuratori, calcola quello totale come scarto quadratico medio. Successivamente calcola la differenza tra la lettura del primario e la somma dei secondari in cui si dirama la tubazione primaria. Lo scostamento deve essere all'interno dell'LDA totale, quindi è una verifica a meno delle singole incertezze. Quando lo scostamento è al di fuori di questo range, il sistema deve restituire un errore. Ciò può verificarsi perché sono presenti delle perdite tra il misuratore primario uscente dalle centrali e i secondari posti all'ingresso degli stabilimenti, quindi sono presenti perdite nella rete di distribuzione. Oppure può verificarsi perché è presente un'anomalia in qualche misuratore, primario o secondario, non individuato grazie all'analisi effettuate nei punti precedenti;
- 5) verifica della coerenza con i dati storici registrati. Il sistema, grazie a funzioni di autoapprendimento, analizzando anche altre variabili ritenute di influenza decise in fase di progettazione, verificherà la coerenza o meno del dato ottenuto in altri periodi passati in cui le condizioni erano le stesse. Queste variabili possono essere molteplici quali: turno di lavoro, ora del giorno, carico delle macchine, volumi di produzione, temperature interne ed esterne, ecc. Di fatto, ciò che fa il sistema è, a partire dalle variabili registrate, effettuare un'analisi predittiva di quello che ci si aspetta essere il dato reale, e successiva verifica che effettivamente esso rientri nel range di valori ritenuti "normali";
- 6) verifica della coerenza con il POE (piano operativo di energia). Il sistema deve prevedere un'interfaccia in cui il cliente carica giorno per giorno quelle che si prevedono essere i fluidi termovettori richiesti futuri, in quali volumi e in quali reparti. Ad oggi il piano è comunicato manualmente, per cui è impossibile fare questa verifica poiché non è riportato a nessun sistema. Quando ciò sarà presente all'interno dell'EMS, esso dovrà appunto verificare che il dato sia coerente con quello che è stato richiesto dal cliente. Se ad esempio una portata registrata è maggiore del limite massimo del range che è ritenuto essere "normale" in quel particolare POE, può voler dire che sono presenti delle perdite

di distribuzione ed è necessario produrre di più per fornire sempre la stessa quantità al cliente.

Quando il dato è ritenuto non affidabile, il sistema non deve registrarlo ma, in modo da non lasciare “buchi” nello storico delle misure, deve riuscire a inserirlo autonomamente (segnalando che esso non è misurato realmente ma inserito dal sistema) o, in alternativa, suggerirlo per poi inserirlo manualmente. Questa seconda opzione è consigliabile soprattutto per dati provenienti da misuratori importanti dal punto di vista della fatturazione verso il cliente.

Una prima possibilità può essere quella di “congelare” l’ultimo dato che è ritenuto affidabile, tuttavia ciò non è attuabile quando esso non è dell’ordine di pochi minuti prima. Altrimenti ciò che si fa è inserirlo grazie ad analisi predittive effettuate tramite le funzionalità di autoapprendimento: facendo riferimento ai dati registrati e ritenuti affidabili nelle stesse condizioni operative e ambientali, il sistema caratterizza automaticamente i consumi e si aggiorna di volta in volta. Grazie a questa caratteristica esso deve essere in grado di suggerire quello che è il dato atteso proprio utilizzando le altre variabili registrate che indicano condizioni simili. In questo caso l’EMS può essere programmato in modo che il dato quando perso, venga previsto e inserito automaticamente (sempre indicando che il dato non è effettivamente registrato dal misuratore), oppure semplicemente suggerito all’utente che poi decide se inserirlo così com’è o modificarlo.

6.2 Correlazioni tra variabili

L’EMS dovrà automaticamente cercare la correlazione tra tutti i tipi di variabili acquisite, ovviamente essendo anticipatamente alimentato con una mole di dati storici affidabili ed autoalimentandosi con quelli acquisiti di volta in volta. Esso dovrà trovare una correlazione sia tra variabili chiaramente relazionate, come è stato svolto manualmente nel Capitolo 5 “Analisi dei dati” tra volume di aria compressa prodotta dalle sale compressori ed energia elettrica consumata o a livello di singolo compressore, oppure ad esempio tra temperatura esterna e produzione di vapore per il riscaldamento delle caldaie, tra temperatura esterna e consumo di metano per il riscaldamento delle caldaie, tra turni lavorati e aria compressa dalle sale compressori. Tuttavia l’utilità maggiore si riscontra nel cercare correlazioni tra variabili che la logica potrebbe far pensare che non siano affatto connesse. Quando il sistema trova una correlazione ritenuta significativa deve avvisare l’utente, il quale potrebbe trarre un enorme

vantaggio nella conduzione degli impianti sapendo che i consumi sono relazionabili a una nuova variabile che non si pensava potesse essere significativa. Altra utilità si riscontra poi nel suggerimento dei dati quando viene a mancare la comunicazione tra il dispositivo di campo e quello di acquisizione, questa funzionalità può aumentare l'affidabilità del suggerimento.

Correlare le variabili vuol dire anche metterle in relazione e individuare e segnalare il caso in cui la relazione cambi per guasti o malfunzionamenti.

Segue l'esempio della firma energetica: ovvero la correlazione tra energia per il riscaldamento e i gradi giorno.

Produzione di calore per il riscaldamento-Gradi giorno giornalieri

Di seguito è mostrata la correlazione tra l'energia giornaliera contenuta nel vettore acqua surriscaldata destinata al riscaldamento, espressa in MJ, e i gradi giorno (GG), espressi in °C. I dati di campionamento vanno dal 1 gennaio 2019 al 26 maggio 2019, escludendo i punti in cui il riscaldamento è chiaramente non richiesto.

I gradi giorno GG sono definiti come:

$$GG_j = T_{int} - T_{est,j} \quad (37)$$

Dove: T_{int} è la temperatura interna che si vuole mantenere nei locali, assunta pari a 18°C, espressa in °C; e $T_{est,j}$ è la temperatura esterna media del giorno j, espressa in °C. I dati relativi alle temperatura esterna sono stati ricavati tramite il sito online dell'ARPA (Agenzia Regionale per la Protezione dell'Ambiente) e sono relativi all'osservatorio meteorologico situato presso le Vallere a Torino.

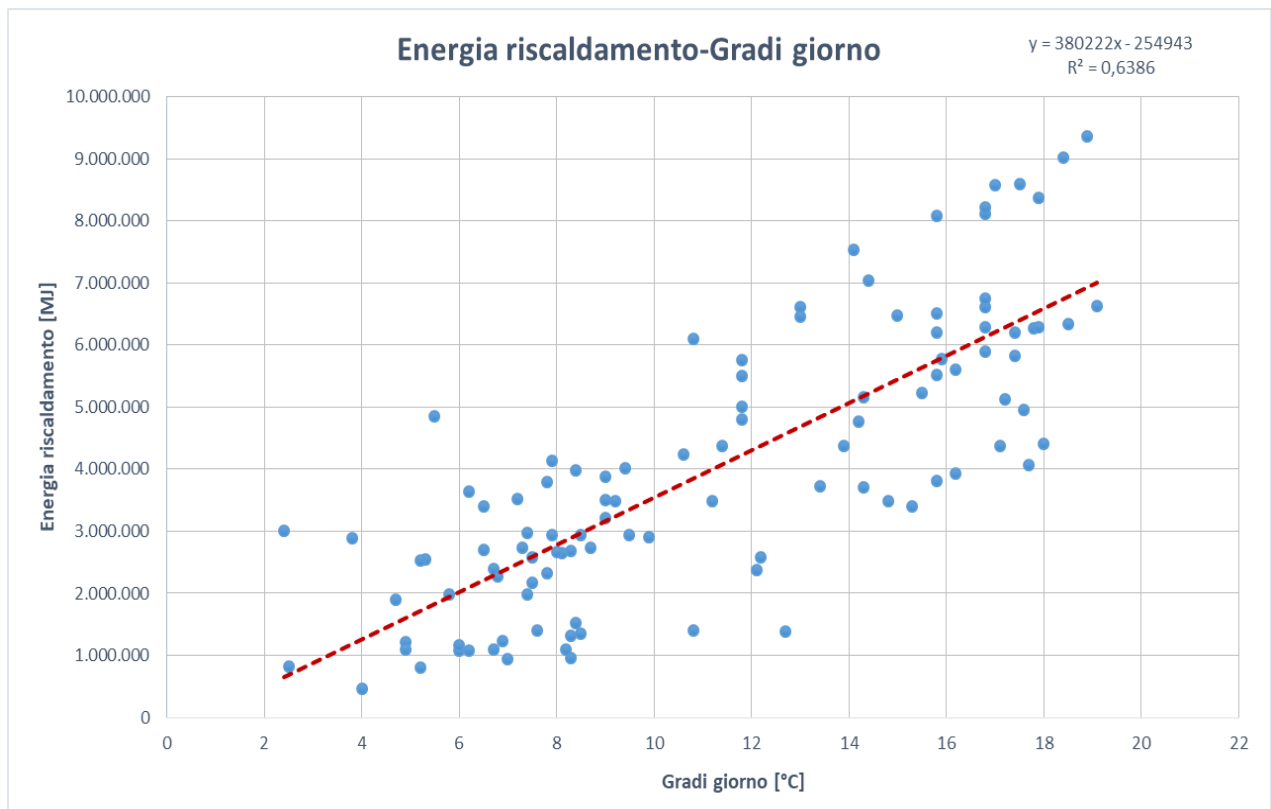


Figura 75: Correlazione tra energia termica per il riscaldamento e gradi giorno

OUTPUT RIEPILOGO

Statistica della regressione	
R multiplo	0,799094589
R al quadrato	0,638552162
R al quadrato corretto	0,635109801
Errore standard	1329262,209
Osservazioni	107

ANALISI VARIANZA

	gdl	SQ	MQ	F	Significatività F
Regressione	1	3,27764E+14	3,27764E+14	185,4983482	6,06513E-25
Residuo	105	1,85528E+14	1,76694E+12		
Totale	106	5,13293E+14			

	Coefficienti	Errore standard	Stat t	Valore di significatività	Inferiore 95%	Superiore 95%	Inferiore 95,0%	Superiore 95,0%
Intercetta	-254943,3303	339253,4847	-0,751483306	0,454042921	-927620,3214	417733,6607	-927620,3214	417733,6607
Variabile X 1	380221,851	27916,89084	13,61977783	6,06513E-25	324867,8134	435575,8885	324867,8134	435575,8885

Figura 76: Analisi di regressione tra energia per il riscaldamento e gradi giorno

Come si può notare il p-value del coefficiente angolare è ritenuto significativo ma quello per l'intercetta no, per cui si verifica se sia meglio adottare una correlazione lineare passante per l'origine.

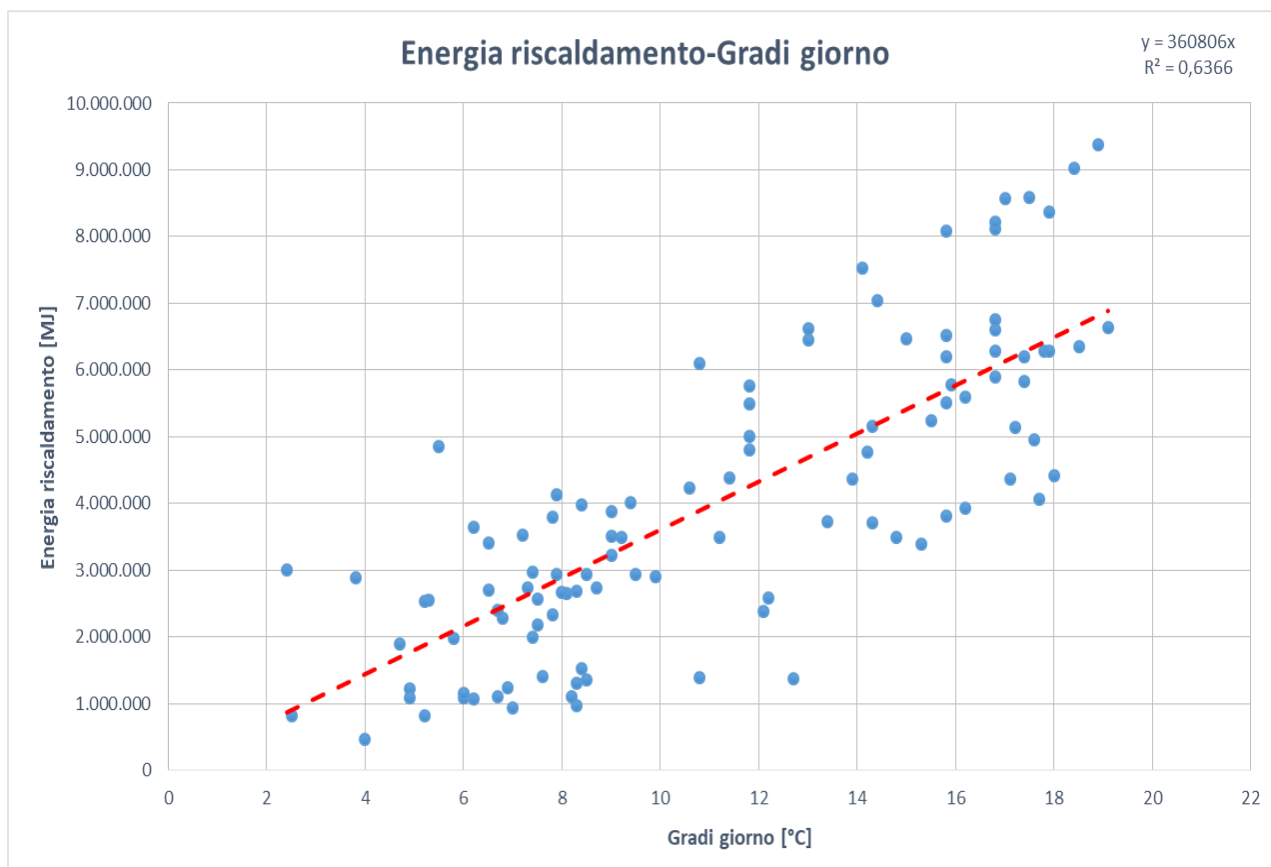


Figura 77: Correlazione tra energia termica per il riscaldamento e gradi giorno passante per l'origine

OUTPUT RIEPILOGO

	Coefficienti	Errore standard	Stat t	Valore di significatività	Inferiore 95%	Superiore 95%	Inferiore 95,0%	Superiore 95,0%
Intercetta	0	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D
Variabile X 1	360806,0484	10552,80668	34,19052952	4,52957E-59	339884,0828	381728,0141	339884,0828	381728,0141

Figura 78: Analisi di regressione tra energia per il riscaldamento e gradi giorno passante per l'origine

Come si può notare la correlazione è leggermente migliore, per cui si sceglie di adottare quest'ultima.

Tuttavia, a parità di temperatura media esterna giornaliera lo scostamento dell'energia dell'acqua surriscaldata dedicata esclusivamente al riscaldamento può essere di milioni di MJ. Questo per via di possibili imprecisioni e perché la richiesta dipende da numerose altre variabili e non solamente dalla temperatura esterna, nonostante resti quella di rilevanza più significativa.

Il motivo è innanzitutto per il fatto che non sempre è veritiero che ciò che si legge come energia per il riscaldamento sia effettivamente dedicato a questo scopo. Infatti il totale è calcolato come

somma di misuratori primari installati sulle reti DCRP, le quali sono adibite al riscaldamento. Tuttavia, l'acqua surriscaldata per il riscaldamento e per usi tecnologici è servita esattamente le stesse condizioni e le reti hanno numerose diramazioni e ricongiungimenti anche tra distribuzioni per scopi diversi. Per cui può accadere che quando una rete destinata ad uso tecnologico è fuori servizio per scopi di manutenzione o perché ha un guasto, questa sezione viene chiusa e per garantire il servizio all'utenza si fa passare la portata di acqua surriscaldata da una rete parallela di riscaldamento che poi si ricongiunge a quella tecnologica e giunge alla stessa utenza. Perciò, per eventi straordinari, può accadere che si legga un consumo di energia per il riscaldamento quando di fatto sta fornendo un utenza tecnologica.

Le altre motivazioni sono eventi quali possono essere ad esempio sabati e domeniche, in cui, nonostante la temperatura media esterna, sono riscaldati solamente alcuni locali e non tutti come nel resto della settimana lavorativa. La richiesta esatta non è nota in anticipo poiché essa non viene esplicitata nel POE, in cui per ogni turno di ogni giorno viene dichiarato solamente quali sono le reti da avere in servizio, senza esplicitare quali locali, e perciò non è possibile avere un'idea di quelli che sono i volumi da scaldare. Oltre i sabati e le domeniche, ovviamente vale lo stesso discorso per gli altri giorni festivi quali ad esempio Capodanno, Epifania, Pasqua, ecc. Oltre a ciò ci sono da aggiungere anche i giorni di cassa integrazione in cui alcuni locali restano chiusi per cui non è richiesto il riscaldamento.

Inoltre, non è definito a priori un giorno in cui si spegne il riscaldamento, ma è sempre tutto definito dal POE, grazie al quale è possibile capire quando esso è richiesto e quando no dal cliente.

Si effettuano ora due diverse correlazioni, una per i giorni dal lunedì al venerdì non festivi, e un'altra per sabati, domeniche e giorni festivi.

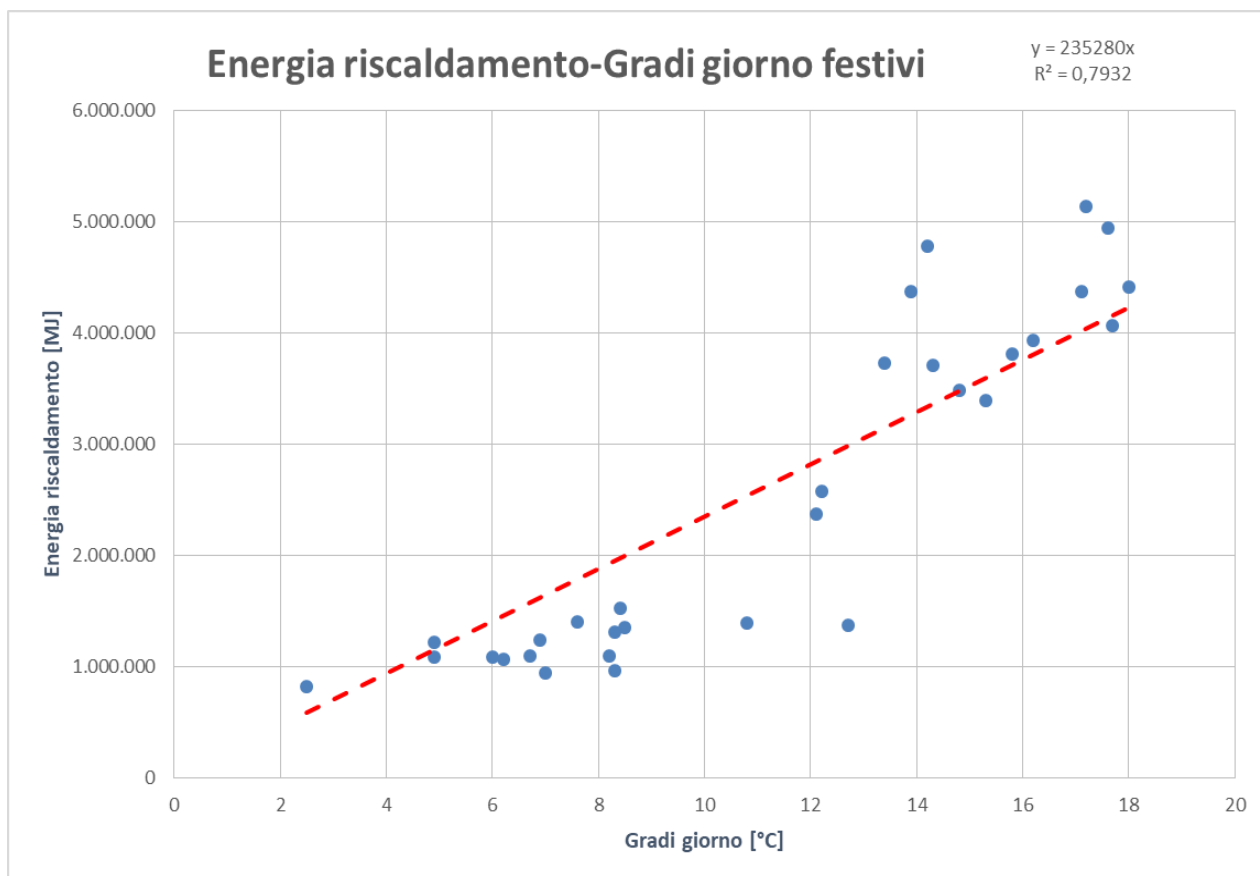


Figura 79: Correlazione tra energia termica per il riscaldamento e gradi giorno per giorni festivi passante per l'origine

OUTPUT RIEPILOGO

	Coefficienti	Errore standard	Stat t	Valore di significatività	Inferiore 95%	Superiore 95%	Inferiore 95,0%	Superiore 95,0%
Intercetta	0	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D
Variabile X 1	235280,2982	10168,97039	23,13708164	1,10457E-20	214512,4901	256048,1064	214512,4901	256048,1064

Figura 80: Analisi di regressione tra energia per il riscaldamento e temperatura esterna per giorni festivi

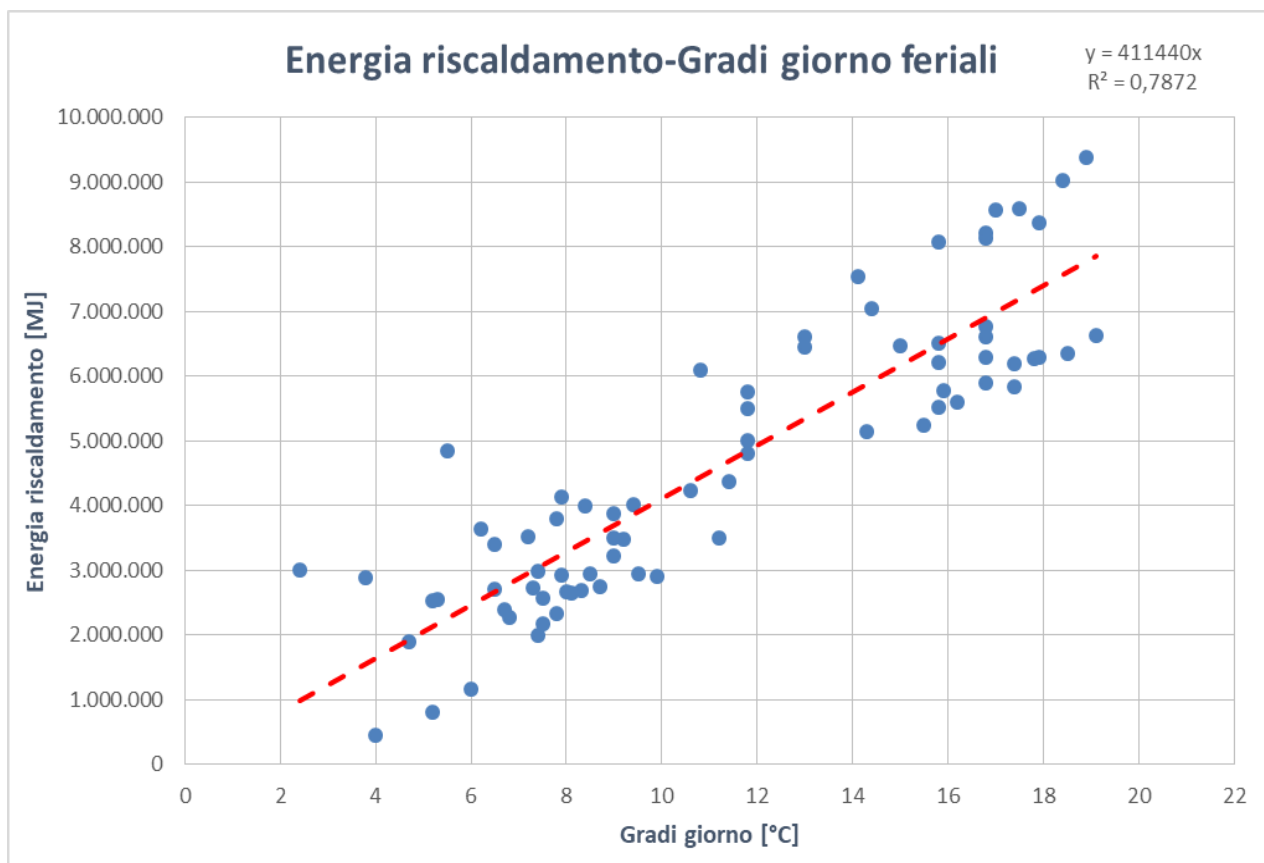


Figura 81: Correlazione tra energia termica per il riscaldamento e gradi giorno per giorni feriali passante per l'origine

OUTPUT RIEPILOGO

	Coefficienti	Errore standard	Stat t	Valore di significatività	Inferiore 95%	Superiore 95%	Inferiore 95,0%	Superiore 95,0%
Intercetta	0	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D
Variabile X 1	411440,4637	9323,263541	44,13051952	6,689E-55	392863,4556	430017,4719	392863,4556	430017,4719

Figura 82: Analisi di regressione tra energia per il riscaldamento e gradi giorno per giorni feriali passante per l'origine

Dunque, ricapitolando, le correlazioni trovate sono le seguenti: dove P indica la produzione di energia in acqua surriscaldata per il riscaldamento [MJ] e GG sono i gradi giorno [°C].

Unica regressione lineare su tutti i giorni dal 1 gennaio 2019 al 26 maggio 2019:

$$P = 360806,05 \cdot GG \quad (38)$$

Ed R^2 pari a 0,6366.

Regressione lineare sui giorni festivi dal 1 gennaio 2019 al 26 maggio 2019:

$$P = 235280,30 \cdot GG \quad (39)$$

Ed R^2 pari a 0,7932.

Regressione lineare sui giorni feriali dal 1 gennaio 2019 al 26 maggio 2019:

$$P = 411440,46 \cdot GG \quad (40)$$

Ed R^2 pari a 0,7872.

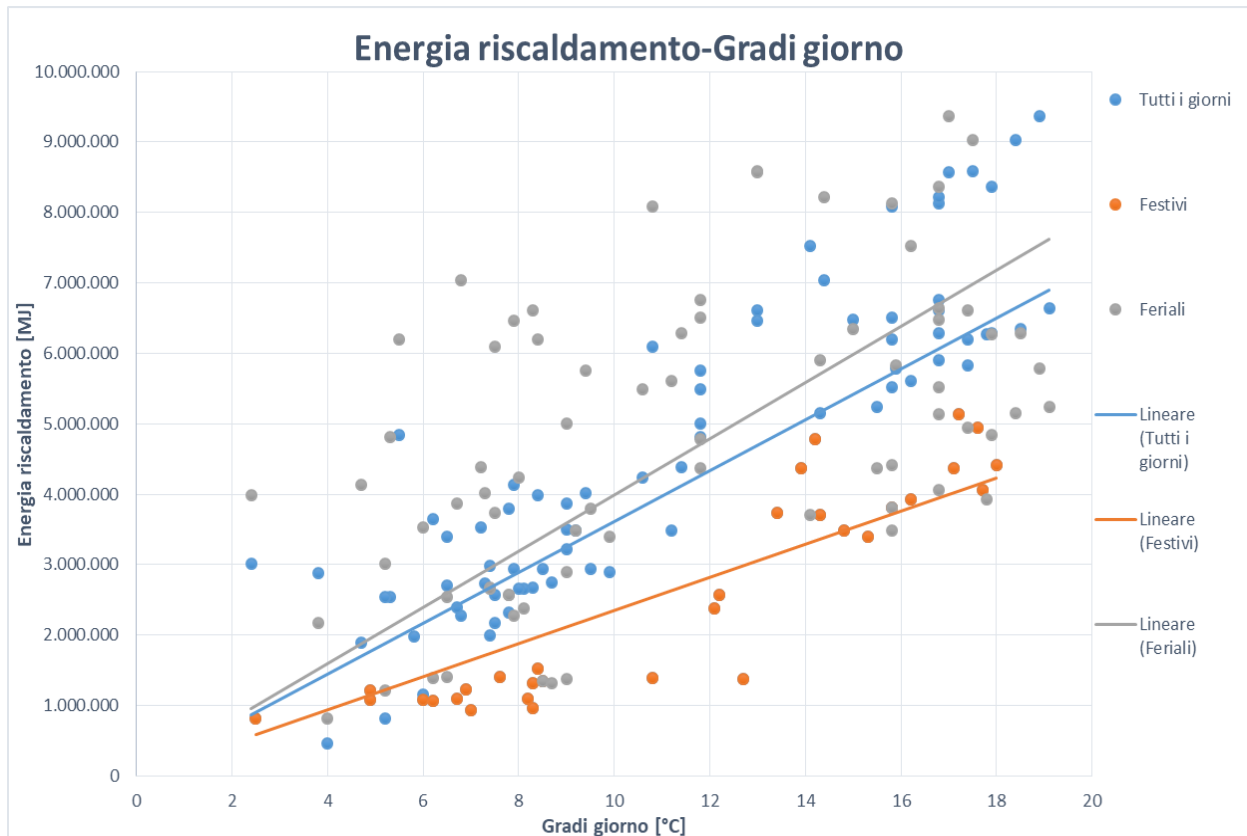


Figura 83: Confronto correlazioni tra energia termica per il riscaldamento e gradi giorno

Come si può notare le due correlazioni separate approssimano meglio quelli che sono i dati storici e hanno un coefficiente di determinazione R^2 più elevato. Infatti vedendo la Fig. 83 è chiaro che di fatto la correlazione su tutti i giorni è una mediazione tra le due situazioni, festivi e feriali, ed è leggermente più prossima a quella dei giorni feriali semplicemente per il fatto che sono più frequenti (feriali circa il doppio dei festivi).

I valori, intercetta e coefficiente angolare, della correlazione per i giorni feriali è dell'ordine di circa 1,75 volte quelli per la correlazione per i giorni festivi.

Anche facendo questa distinzione, è chiaro che le correlazioni sono influenzate da troppi fattori che è difficile considerare al momento, per il fatto che il POE è manuale e anche avendolo a disposizione non permette di capire quanti volumi d'aria sono da riscaldare. Esso infatti indica

solamente quali sono le reti da mettere in servizio e in quale turno di lavoro, senza conoscere di fatto i volumi d'aria da riscaldare, per cui risulta difficile prevedere con precisione quale sia la richiesta di riscaldamento solamente in base ai gradi giorno esterni. Infatti, la pendenza delle rette dipende dal volume riscaldato: perché aumenta la superficie di scambio e perché aumentano le portate di aria.

Quello che si vuole evidenziare è il fatto che, anche solo facendo una piccola distinzione di questo tipo, è possibile prevedere meglio quella che deve essere la produzione della variabile di interesse. Lo scopo dell'EMS è appunto quello di poter stabilire autonomamente se esiste o no una correlazione affidabile tra due variabili. Ovvero quello si è fatto manualmente qui e soprattutto nel Capitolo 5 “Analisi dei dati” per quanto riguarda i compressori.

6.3 Manutenzione predittiva

La corretta manutenzione è uno degli aspetti fondamentali dell'utilizzo efficiente degli impianti, soprattutto dal punto di vista economico. Infatti, senza la dovuta manutenzione si rischia di incorrere in guasti di durata decisamente più lunga rispetto al tempo necessario a svolgere la manutenzione. Le conseguenze di lunghi guasti sono fermi di produzione con perdita di tempo e soprattutto denaro. Nel caso di Fenice la mancata produzione non solo non permette di vendere il fluido termovettore al cliente, ma oltre a questo incorre in enormi multe in quanto ha costretto il cliente ad interrompere la propria produzione. Infatti, quando possibile, la manutenzione è effettuata durante le notti o sabato e domenica in modo da non fermare la produzione del cliente neanche per un istante. [35]

Esistono numerosi criteri di classificazione delle manutenzioni:

- specialità: elettrica, strumentazione o meccanica;
- pericolosità (permessi speciali necessari): spazi confinati o in quota;
- natura: correttiva, preventiva e predittiva.

In questo capitolo ci si concentra su quest'ultima suddivisione e in particolare su quella predittiva che deve svolgere l'EMS.

Manutenzione correttiva

Essa è la più applicata, soprattutto in ambito tradizionale: consiste nel risolvere il problema o il guasto all'insorgere dello stesso. È quella di più facile applicazione in quanto non necessita nessuna pianificazione ma si risolve il problema sorto di volta in volta. Tuttavia è anche la manutenzione più onerosa dal punto di vista pecuniario poiché necessita il fermo di produzione in ogni caso, inoltre non sempre è possibile riparare il danno in tempi brevi per mancanza di personale o materiali disponibili. Per cui è necessario in ogni caso intervenire nel più breve tempo possibile per minimizzare le perdite.

Nonostante ciò essa è tuttora la tipologia di manutenzione più diffusa. Essa è applicabile in realtà industriali con bassi carichi di produzione e in cui, per la tipologia e data di installazione delle macchine e della strumentazione, statisticamente non si verificano spesso guasti.

Manutenzione preventiva

Essa è anche detta manutenzione programmata in quanto consiste pianificare gli interventi per prevenire appunto i guasti prima che questi si verifichino. Ciò consente, in teoria, di non dover mai interrompere il servizio al cliente quando lo richiede, infatti essa è effettuata quando il POE non necessita quel particolare fluido termovettore. Lo scopo è quello di mantenere le stesse prestazioni, meccaniche ed energetiche, tenendo conto dell'usura che subiscono macchine e strumenti nel tempo. Per fare ciò è necessario avere a disposizione dalla letteratura o dal campo, i tempi medi statistici in cui i componenti si usurano e quelli in cui giungono a rottura. Essa può essere divisa in manutenzione correttiva e ordinaria.

La manutenzione correttiva è effettuata dal personale che si occupa della produzione, sostituzione ed installazione. Consiste in operazioni semplici di regolazione o configurazione, lettura di parametri, ispezioni con strumenti, ecc.

La manutenzione ordinaria è eseguita senza dover smontare l'attrezzatura per mantenere le prestazioni esistenti. Essa consiste in interventi di pulizia, spurgo, lubrificazione, sostituzioni periodiche, ecc.

In entrambi i casi l'aspetto fondamentale, oltre ai tempi di guasto, sono le ispezioni in campo, le quali permettono di programmare nel migliore dei modi gli interventi da effettuare, la durata e il momento in cui effettuarli.

È senza dubbio migliore di quella correttiva dal punto di vista economico, tuttavia il tempo impiegato per le ispezioni è notevole e non sempre è possibile effettuarle senza interrompere la produzione. Per cui può essere necessario interrompere il servizio sia per le ispezioni sia per effettuare fisicamente la manutenzione. In ogni caso però è chiaramente migliore della manutenzione correttiva in quanto evita di incorrere in guasti improvvisi con lunga durata dell'interruzione della produzione.

Manutenzione predittiva

È la categoria di manutenzione più avanzata e tecnologica tra le tre, e può essere svolta autonomamente dall'EMS grazie alla disponibilità di dati e alle analisi che in grado di effettuare, sfruttando l'autoapprendimento.

Essa è svolta relazionando variabili ambientali, di produzione, chimiche o fisiche con lo stato di salute delle macchine, in modo da prevedere quando un componente inizia a deteriorarsi deteriorando nel tempo le proprie prestazioni. Programmare il sistema che svolga queste analisi non è di facile adempimento in quanto per scegliere le variabili che effettivamente sono influenzate dallo stato di degrado delle attrezzature è necessario conoscere a fondo i processi, le tecniche, i componenti che costituiscono il sistema. Secondo la Norma UNI 10147.3.9.2 è definita come il tipo di manutenzione effettuata a seguito dell'individuazione di uno più parametri e dell'estrapolazione, secondo modelli appropriati, del tempo residuo intercorrente prima del guasto. Si basa perciò sull'analisi di una grande volume di dati, la quale di fatto prevede il guasto di una macchina prima che questo si verifichi. Esempi dei parametri utilizzati dalla manutenzione predittiva possono essere: vibrazioni dei cuscinetti, temperatura dei collegamenti elettrici, resistenza di isolamento di una bobina del motore; e le tecniche utilizzate per il monitoraggio sono: termografia, ultrasuoni, analisi delle vibrazioni, analisi dell'olio, combustione dei fumi, analisi delle correnti assorbite, caduta di pressione ai capi dei filtri dei compressori, ecc.

Il sistema da cui si sono presi i dati relativi al compressore 2 di carrozzeria è proprio un sistema nato per questo scopo, con dati misurati ogni 5 secondi. Infatti le stesse misure avvengono anche per i compressori 3, 4 e 5 di carrozzeria e 2 e 3 di presse, ovvero quelli utilizzati al momento (1 carrozzeria e 1 presse sono normalmente spenti perché vecchi e poco performanti).

Ciò che si fa è, partendo dai dati forniti dal costruttore, stabilire dei limiti, inferiori e superiori, di pre-allarme, di allarme e di shut-down. Quando un valore del sistema esce da queste bande, il sistema lo segnala immediatamente all'utente, il quale analizzando il valore puntuale e l'andamento nel tempo decide se il compressore necessita manutenzione o no.

Questo sistema di monitoraggio dei compressori per la manutenzione predittiva dovrà essere integrato all'interno del sistema EMS e non essere più un applicazione separata dalla gestione dell'energia.

Compressore	Area	Sensore	TAG	Da Atlas					Soglie										
				udm	Campo Scala	Ottimale	Allarme	Blocco	Pre-Alarm		Alarm		Shut-Down						
									bassa	alta	bassa	alta	bassa	alta					
C2C ZH15000	ARIA ESTERNA	Temperatura aria esterna	TT_2610	°C	-20 + 80														
		Umidità aria esterna	AT_2610	% RH	0 + 100														
	CIRC. ARIA	Pressione 1 collettore aria essiccata Carrozzeria	C_RAC_AESS_P1		kPa	0 + 1000	630-690				626,3	697,5	625	700	590	730			
		Pressione 2 collettore aria essiccata Carrozzeria	C_RAC_AESS_P2		kPa	0 + 1000	630-690				626,3	697,5	625	700	590	730			
		Pressione mandata	C_C2_PT39		kPa	-100 + 1700	670	1550	1600			730			1550				1600
		Pressione diff. filtro	C_C2_PDT02		kPa	-17,2 + 17,2	<5	7				6			7				14,15
		Temperatura mandata	C_C2_TT36		°C	-40 + 270	32	52		66		47			52				66
		Temperatura ingr. 2° elem.	C_C2_TT18		°C	-40 + 270	32	52		66		47			52				66
		Temperatura ingr. 3° elem.	C_C2_TT29		°C	-40 + 270	32	52		66		47			52				66
		Pressione uscita 3° elem.	C_C2_PT32		kPa	-100 + 1700	680	1550	1600			700			1550				1600
		Pressione diff. 2° elem.	C_C2_PDT20		kPa	0 + 500	285				270,8	299,25	256,5	313,5	228	342			
		Pressione diff. ugello 2° elemento	C_C2_PDT19		kPa	0 + 50	13,2				12,54	13,86	11,88	14,52	10,56	15,84			
		Temperatura diff. 1° refr.	C_C2_TEMP_DIFF_REF1		°C	Calcolo analogico	10	20				15			20				25
		Temperatura diff. 2° refr.	C_C2_TEMP_DIFF_REF2		°C	Calcolo analogico	6	20				13			20				27
		Temperatura diff. refr. Finale	C_C2_TEMP_DIFF_REF_FIN		°C	Calcolo analogico	6	20				13			20				27
		Posizione valvola di scarico % (BOV)	C_C2_POS_VALV_BOV		%	0 + 100					-1	101	-2	102	-3	103			
		Posizione valvola di aspirazione % (IGV)	C_C2_POS_VALV_IGV		%	0 + 100					-1	101	-2	102	-3	103			
		Portata mandata compensata	C_C2_FT702		Nm3/h	0 + 16000	11700-13000					14300			14950				15600
		Vibrazioni 1° elem.	C_C2_VP10		micron	0 + 125	da 5 a 15	31,8		49,5		27,6			31,8				49,5
		Vibrazioni 2° elem.	C_C2_VP20		micron	0 + 125	da 5 a 15	31,8		49,5		27,6			31,8				49,5
		Vibrazioni 3° elem.	C_C2_VP30		micron	0 + 125	da 5 a 15	28,3		44,1		24,975			28,3				44,1
		CIRC. OLIO	Pressione scatola ingranaggi	C_C2_PT49		kPa	100 + 500	230	160	100	177,5			160		100			
	Temperatura scatola ingranaggi		C_C2_TT44		°C	-40 + 270	45	57			54			57				63	
	Pressione diff. filtro		C_C2_PDT46		kPa	0 + 300	< 100	100	110			90			100			110	
	CIRC. H2O	Temperatura serbatoio	C_C2_TT43		°C	-40 + 270	50	57			55,25			57				63	
		Temperatura ingresso	C_C2_TT51		°C	-40 + 270	<35				35			36				37	
	MOTORE	Temperatura avv. 1U1	C_C2_TT95A		°C	-40 + 270	85	145	155		130			145				155	
		Temperatura avv. 1V1	C_C2_TT96A		°C	-40 + 270	85	145	155		130			145				155	
		Temperatura avv. 1W1	C_C2_TT97A		°C	-40 + 270	85	145	155		130			145				155	
		Temperatura cusc. lato giunto	C_C2_TT98		°C	-40 + 270	58	110	115		97			110				115	
		Temperatura cusc. lato ventola	C_C2_TT99		°C	-40 + 270	55	110	115		96,25			110				115	
		Temperatura azionamento	C_C2_TT60		°C	-40 + 270	30	45		55		41,25			45			55	
		Consumo specifico	C_C2_CGI		kWh/Nm3	Calcolo analogico	0,1*												
		Corrente assorbita	C_C2_IT_MOTORE		A	0 + 400	242-280					308			322			336	
	Potenza elettrica	C_C2_POT_ELETT		kW	0 + 1600	1300					1430			1495			1560		
	STATI	Mod. funz. AUT/MAN	C_C2_MOT_AUTO_MAN																
		Pannello LOC/REM	C_C2_MOT_LOC_REM																
		Compressore ON/OFF/UOTO/CARICO	C_C2_MOT_CMS																
		Mod. controllo 4A/4B	C_C2_MOT_CCM																
		Interruttore generale	C_C2_QE_CELLA_ST_INT_GEN																
		Circ. ausiliari 24Vac	C_C2_QE_CELLA_ST_AUX_24AC																
		Circ. ausiliari 500Vac	C_C2_QF10_ST_AUX_500VAC																
		Interruttore QF11 torriano estr. 1	C_C2_QF11_ST_INT_T1																
		Interruttore QF12 torriano estr. 2	C_C2_QF12_ST_INT_T2																
		Interruttore QF13 riserva	C_C2_QF13_ST_INT_RISERVA																
		Motore torriano estr. 1	C_C2_T1_ST_MOT_MAAR																
	Motore torriano estr. 2	C_C2_T2_ST_MOT_MAAR																	
	ALLARMI	PSHH circuito aria	C_C2_AL_PSHH																
		LSL serbatoio olio	C_C2_LSL_OLIO_SERB																
		LSLL serbatoio olio	C_C2_LSLL_OLIO_SERB																
		FSLL circuito acqua	C_C2_FSLL_H2O_RAFF																
		Pre warning	C_C2_MOT_PRE_WARN																
		General warning	C_C2_MOT_GEN_WARN																
General shutdown warning		C_C2_MOT_GEN_SHUT_WARN																	
General shutdown		C_C2_MOT_GEN_SHUT																	
General service		C_C2_MOT_GEN_SERVICE																	
Mancati avvisi		C_C2_MOT_GEN_START_FAIL																	
Stop di emergenza		C_C2_MOT_EMERG_STOP																	
Sovraccarico motore		C_C2_SOVRAC_MOT																	
Sovraccarico disp. Ausiliari		C_C2_SOVRAC_AUX																	

Figura 84: Dati ZH15000-4-7 dal costruttore e limiti imposti al sistema

L'EMS sarà in grado, grazie ai numerosi dati registrati, di effettuare questo tipo di analisi ed avvisare l'utente, il quale ha impostato degli scostamenti limite dalle condizioni "normali, dopo il quale segnalare errore. Questo può avvenire ad esempio analizzando le vibrazioni degli elementi o quando la curva reale dei consumi specifici deriva, ovvero i consumi salgono costantemente nel tempo per sporcizia o guasti di componenti, giustificando la necessità di manutenzione.

I dati misurati sono davvero tanti e con un timestep puntuale di 5 secondi. Sono presenti sia parametri di funzionamento del compressore sia altri utili solamente per la manutenzione. In quest'ultimi rientrano le vibrazioni ovviamente, la pressione differenziale del filtro dell'aria (quando aumenta indica che si sta accumulando sporcizia e deve essere sostituito), pressione e temperatura della scatola ingranaggi per la circolazione dell'olio lubrificante, varie temperature del motore, la corrente assorbita dal motore, ecc.

Vibrazioni

Le vibrazioni sono un indicatore molto importante quando si parla di manutenzione, infatti quando i valori crescono è necessario intervenire immediatamente in quanto esse aumenteranno ulteriormente portando alla rottura dei componenti.

Si analizza ora il comportamento delle vibrazioni del compressore 2 di carrozzeria, lo stesso esaminato nel capitolo 5.4 "Analisi Compressore 2 Carrozzeria".

Il metodo è denominato "Shock Pulse" e permette la conoscenza della condizione operativa dei cuscinetti volventi. Negli anni il metodo è stato raffinato fino ad arrivare alla possibilità di stabilire il grado di lubrificazione che permette l'ottimizzazione dell'uso dei cuscinetti in tutte le situazioni. Il metodo tratta i cuscinetti come un generatore di shock piuttosto che di vibrazione. Gli shock sono onde di pressione transienti generate dai cuscinetti volventi in tutta la loro vita di esercizio. La loro intensità è direttamente rapportabile allo spessore del film lubrificante che separa le superfici delle piste e dei corpi volventi nella zona caricata del cuscinetto e alla condizione meccanica delle superfici. Una scarsa lubrificazione produce un incremento degli shock di fondo, mentre lo svilupparsi di un danneggiamento del cuscinetto causerà un marcato incremento degli shock di picco. Tutto questo accade normalmente prima che danneggiamenti visibili ad occhio nudo, di gran lunga in anticipo alle rotture dei cuscinetti. Il film lubrificante separa fisicamente i corpi volventi dalle piste nella zona caricata del

cuscinetto. Il film lubrificante subisce un'importante deformazione nell'area di contatto. Questa estrema pressione a cui è sottoposto il film lubrificante, tutte le informazioni sullo stato del cuscinetto passano attraverso questo elemento. Lo strumento è in grado di misurare questo parametro. Ogni cuscinetto genera onde di pressione anche in condizioni ottimali. L'intensità complessiva degli shock aumenta quando il film d'olio si riduce. Il danneggiamento superficiale delle piste o degli elementi rotanti provoca picchi distinti e localizzati.

Quando il film di olio è spesso, il livello di shock pulse è basso e senza picchi rilevanti. Il livello aumenta quando il film lubrificante si riduce ma non si evidenziano picchi distinti. Un danneggiamento causa grandi shock con evidenti intervalli irregolari.

La scala dello stato di funzionamento parte dal dB_i , e mostra soltanto quella parte del valore totale dello shock che è direttamente collegato alla condizione operativa del cuscinetto. Il metodo usa il termine "letture normalizzate" per le misure delle condizioni dei cuscinetti (dove il dB_i è programmato) e "letture non normalizzate" per le misure assolute della forza degli shock pulse (dove il dB_i non è programmato). L'unità di misura per letture normalizzate è il dB_n (decibel normalizzato).

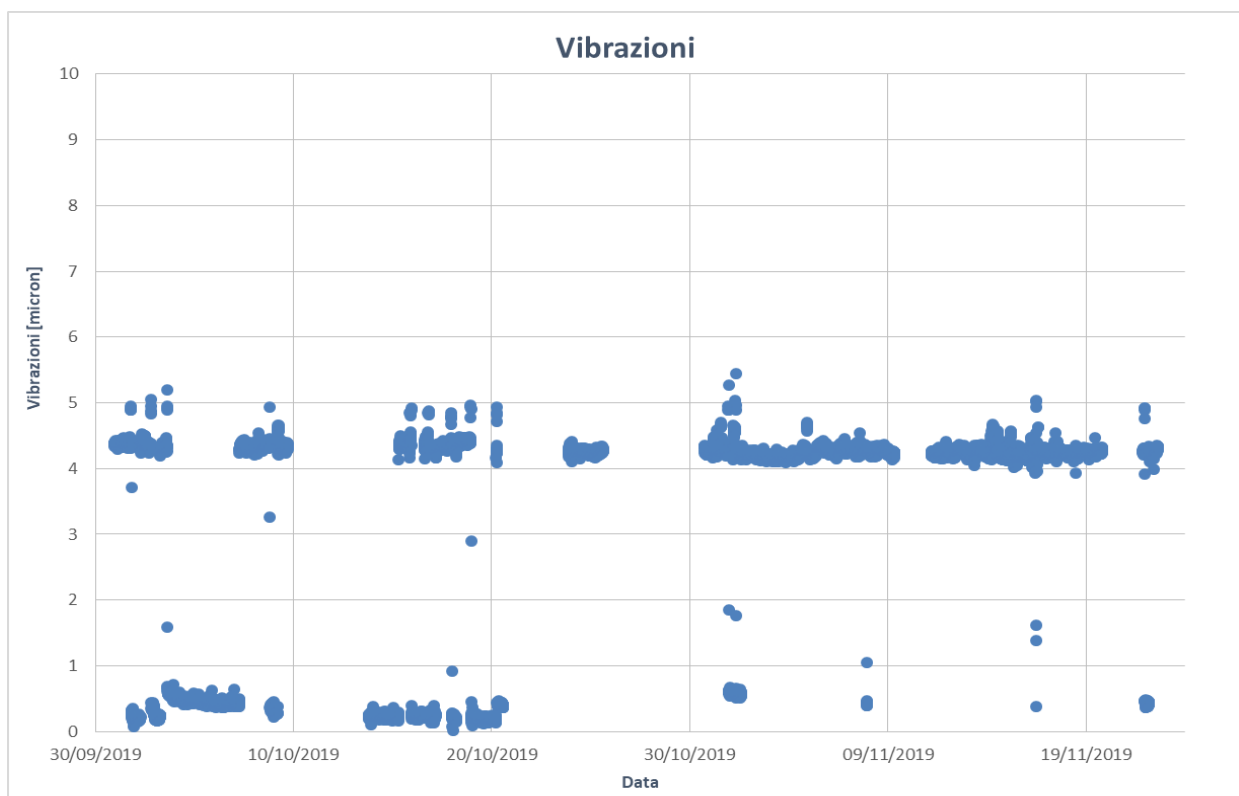


Figura 85: Vibrazioni compressore 2 carrozzeria, tutti i punti

Vengono ora esclusi i punti in cui il compressore è acceso ma non produce portata di aria compressa, per analizzare il “normale” funzionamento.

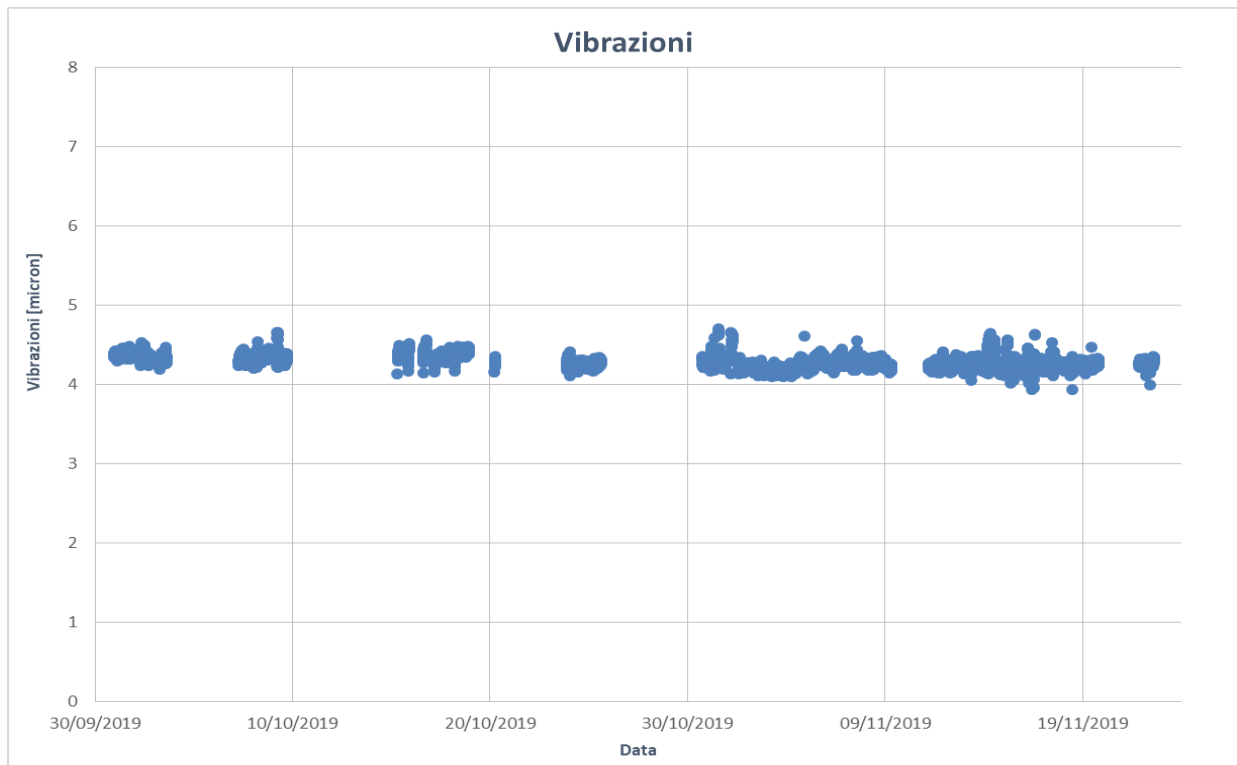


Figura 86: Vibrazioni compressore 2 carrozzeria, normale funzionamento

Come si può vedere le vibrazioni rimangono costanti intorno 4/5 micron. Poiché il fornitore dichiara che valori standard sono al di sotto di 15 micron, è possibile affermare che, almeno analizzando questo parametro, il compressore è in salute e non necessita manutenzione. Nel caso che con il passare degli anni ci fosse una deriva verso l’alto delle vibrazioni, questo andamento indicherebbe che esso si sta usurando e necessiterà manutenzione, poiché la deriva continuerà indubbiamente fino ad arrivare alle soglie limite.

7. Conclusioni

Nell'elaborato sono stati analizzati tutti i passaggi da svolgere per passare dai due attuali centri "scollegati" di sola supervisione al sistema EMS in grado di svolgere funzioni avanzate, presso il sito industriale di Mirafiori di proprietà di FCA.

Ciò è stato analizzato in accordo con la Norma Internazionale ISO 50001, circa il sistema di gestione dell'energia. Al suo interno troviamo il concetto di "energy monitoring and targeting" dei consumi energetici si intendono la raccolta, l'analisi e l'interpretazione di informazioni sull'uso dell'energia. Il cui ruolo è quello di misurare le prestazioni del sistema, individuando le opportunità per ridurre i consumi e i costi di energia. Oltre a ciò è presente il concetto di "energy review" in cui -si analizza l'uso e il consumo di energia basandosi su misurazioni e altri dati, si identificano le aree ad uso significativo di energia e si stabiliscono le priorità e le opportunità di miglioramento delle prestazioni energetiche. Ciò è attuato utilizzando baseline ed EnPIs.

Per adempire a questo compito si pensa alla progettazione di un Energy Management System, di fatto parte integrante del sistema delle informazioni facente parte del controllo di gestione. Esso è l'insieme di sistemi e funzionalità applicative rivolte al monitoraggio, controllo, gestione e ottimizzazione delle risorse energetiche utilizzate. Basandosi sugli strumenti di misura e di acquisizione dati, permette non più la sola visualizzazione dei consumi energetici, ma è in grado di rilevare anomalie nel funzionamento e suggerire agli operatori le azioni e assetti che è meglio mantenere. Esso, utilizzando algoritmi avanzati (ad es. il machine learning) è in grado di svolgere autonomamente analisi e autoapprendere, consentendo anche funzionalità di tipo predittivo e analisi di correlazione tra le variabili acquisite. L'obiettivo è dunque, raggiungere l'efficienza energetica attraverso l'ottimizzazione del processo basandosi sull'utilizzo granulare dell'energia da parte di singoli pezzi di equipaggiamento o di sistema. I più recenti sistemi di gestione dell'energia poggiano su Cloud e offrono la possibilità di controllare da remoto singole apparecchiature che consumano energia; raccogliere dati dettagliati e in tempo reale per ciascuna; e generare una guida intelligente, specifica e in tempo reale per trovare e catturare le opportunità di risparmio più convenienti.

Esso è dunque strutturato su 4 livelli diversi:

- campo;
- rete;
- supervisione;
- Cloud.

Dunque, per ogni livello, si sono analizzati i passi da fare per passare dalla supervisione al sistema EMS.

Inizialmente si è rimasti a livello puramente teorico. Per quanto riguarda il campo si è parlato dei misuratori con relative tecnologie e campi di lavoro, e dei dispositivi di acquisizione per i dati uscenti dagli strumenti. A livello di rete dei diversi cavi e protocolli di collegamento, e degli apparati di rete per la trasmissione dei segnali. A livello di supervisione si sono analizzati gli strumenti e gli obiettivi di questo sistema. Infine si è parlato del Cloud per lo storage e analisi dei dati, livello attualmente non presente negli attuali centri consumi.

Successivamente si è fatta una breve panoramica sul sito in generale di Mirafiori, e indicando quelle che sono le unità di proprietà di Fenice. A questo punto si sono spiegate singolarmente le varie sottosezioni, con relative proprietà, tecnologie e scopi.

Lo stabilimento è di un'estensione e complessità tale che era necessaria una modellizzazione della generazione e distribuzione dei vettori energetici prodotti, per cui sono stati sviscerate quelle che sono le dorsali principali di distribuzione, indicando in particolare la dislocazione dei misuratori primari e secondari, dalla generazione ai clienti finali.

Dopo aver parlato di quelli che sono i misuratori a livello di campo, era necessario capire come questi trasmettevano i dati ed erano interfacciati in rete, per cui si è passati all'analisi dello stato attuale dell'architettura di rete.

Fatte tutte le premesse teoriche e modellizzazioni si è passati a al vero e proprio lavoro sul campo. Esso è risultato essere fondamentalmente la verifica dei misuratori primari per quanto riguarda acqua surriscaldata/vapore e aria compressa e successivo ridimensionamento per quelli non funzionanti correttamente. Questo perché per analizzare i consumi energetici tutto deve partire da una buona qualità dei dati dal campo. Per compiere questa mansione si è partiti dalle schede di taratura di ogni loop di misura per reperire tutte le informazioni riguardanti lo strumento: in particolare campo di lavoro e limite di accettazione. Tenendo conto del fatto che l'errore aumenta al diminuire della misura registrata, in base alla tecnologia di funzionamento

si è costato il fatto che ogni misuratore di portata rimanesse all'interno del range di affidabilità della misura o no.

Individuati quelli sottodimensionati si sono riprogettati, valutando anche possibili restringimenti delle tubazioni per ottenere una maggiore affidabilità della misura. Infatti esistono delle velocità tipo da mantenere affinché sia garantita la buona misura, diverse ovviamente per tipo di fluido.

Come spiegato ci si è concentrati su quelli primari, data la vastità del sito in esame, e di questi su quelli per acqua surriscaldata/vapore e aria compressa in quanto i più importanti dal punto di vista dei bilanci energetici.

Svolto il compito riguardo ai misuratori, deve essere fatto lo stesso task di ammodernamento per quanto riguarda l'architettura di rete: ovvero la sostituzione dei DCL4 con nuovi PLC e l'inserimento del Cloud.

A questo punto il sistema EMS ha tutta la strumentazione necessaria a svolgere le sue funzioni, per cui vengono valutate analisi di dati manuali che il sistema dovrà fare in automatico.

In particolare il focus è stato fatto riguardo il sistema di generazione dell'aria compressa:

- struttura delle due sale compressori (le quali sono unite diventando di fatto una sola) e caratterizzazione dei consumi di energia elettrica in funzione della produzione di aria compressa a livello giornaliero;
- applicazione della correlazione trovata al consumo specifico e confronto con i dati reali;
- aggregazione dei dati a livello mensile e valutazione della correttezza della correlazione con calcolo dello scostamento relativo, tenendo conto delle incertezze di misura;
- focus ulteriore a livello di singolo compressore con dati granulari. Si sono analizzate le classiche correlazioni utilizzate in precedenza tra energia elettrica e portata prodotta e tra consumo specifico e portata prodotta, ma anche valutando i parametri esterni dell'aria prelevata.

Le valutazioni sopra elencate sono state effettuate manualmente, ma l'obiettivo dell'EMS è automatizzare queste per velocizzare il processo di controllo e migliorare l'efficienza energetica. Dunque viene fatto un approfondimento circa i vantaggi di sostituire i centri consumi con un EMS:

- qualità delle misure: passi automatici che il sistema deve svolgere per validare i dati presenti e inserire quelli mancanti in caso di guasto;

- correlazione tra variabili: analisi automatiche della significatività delle possibili correlazioni. Come esempio si è valutata la firma energetica dell'intero stabilimento;
- vari tipi di manutenzione con particolare a quella predittiva. Utilizzando il sistema di monitoraggio per i compressori si è spiegata la funzionalità e come caso studio si sono prese le vibrazioni di una particolare macchina.

Nel corso dell'analisi si è compresa la complessità dell'installazione di un sistema di questo tipo, per il fatto che i livelli da valutare sono più di uno. Inoltre il caso di Mirafiori è particolare, in quanto è un sito di enormi dimensioni e per cui il tempo e il costo necessario alla valutazione e sostituzione degli attuali strumenti e installazione di quelli nuovi sono davvero elevati. Infatti Fenice sta già ad ora sviluppando sistemi EMS, tuttavia in siti più piccoli; Mirafiori è facile pensare sarà l'ultimo a subire un intervento di questo tipo. Appunto per motivi di tempo e soprattutto economici saranno necessari anni per portare a termine questo compito: partendo dagli studi preliminari, studi dettagliati, progettazione dei singoli elementi, sostituzione o installazione da nuovo degli stessi, fino ad arrivare a far funzionare il sistema nel suo complesso.

Inoltre è da tenere in considerazione il fatto che è sempre più rapido e facile costruire gli impianti da nuovo, invece per siti già presenti e soprattutto per Mirafiori, il quale è uno dei più vecchi, è più complicato. Infatti per impianti nuovi, tenendo in considerazione già da subito tutti i fattori, se installati correttamente si è sicuri che il sistema funziona correttamente. Per siti già costruiti è necessaria prima la verifica di tutti gli strumenti di misura e apparati di rete per capire cosa è da sostituire e cosa no e per quelli da sostituire si deve trovare una soluzione per farlo.

Basti pensare al caso della riduzione della tubazione per una corretta misura: in un sito nuovo in fase di progetto si sa che le velocità da tenere all'interno delle tubazioni è fissata e si dimensiona la condotta di conseguenza, tenendo conto dei diametri a monte e a valle in caso di variazioni di geometria. Invece in tubazioni già esistente si deve necessariamente procedere a una riduzione nel caso ci si accorga che le portate sono variate e quindi la misura non è più corretta per via di una diversa velocità. Tuttavia una riduzione deve avere dei tratti rettilinei a monte e a valle del misuratore, altrimenti la misura è a sua volta peggiorata da questo. Ma non sempre, per motivi di spazio, è possibile: spesso ci si trova in condizioni di spazi stretti per antecedenti stacchi o variazioni delle tubazioni. Per cui è necessario pensare a soluzioni alternative.

Nonostante l'evidente complessità e mole di lavoro, questo non deve spaventare dal muoversi verso questo tipo di sistemi avanzati di gestione dell'energia, in quanto, una volta installati, grazie a una valutazione più granulare, automatica e di semplice visualizzazione permettono di accorgersi tempestivamente di inefficienze eventuali e individuare i margini di miglioramento dell'efficienza, garantendo così un notevole risparmio energetico e quindi di denaro.

Appendice – Richiami di statistica

È utile introdurre concetti di statistica, in quanto essa permette di trarre conclusioni di carattere generale partendo da insiemi di dati limitati. Ciò estrapolando dal campione all'intera popolazione.

Variabili casuali

I consumi energetici e gli energy drivers che li influenzano sono variabili casuali: “casuale” indica il fatto che il valore che esse possono assumere dipendono dall'esito dell'esperimento e quindi non possono essere previste con certezza in precedenza. In generale le variabili casuali che sono trattate in ambito energetico sono variabili casuali continue: ovvero possono assumere con continuità tutti i valori appartenenti ai numeri reali.

Solitamente le variabili casuali sono riportate con lettere maiuscole, mentre con quelle minuscole si indicano le determinazioni delle variabili (valori realmente riscontrati).

Funzione di distribuzione cumulativa

Data una variabile casuale X si definisce funzione di distribuzione cumulativa $F_x(x)$ la probabilità che X assuma valori minori o uguali a x :

$$F_x(x) = P[X \leq x] \quad (41)$$

Funzione di densità di probabilità

Data una variabile casuale continua X si definisce funzione di densità di probabilità la funzione $f_x(x)$ tale che l'area sottesa alla sinistra del generico valore x è la probabilità che la variabile casuale assuma valori minori o uguali di x :

$$F_x(x) = \int_{-\infty}^x f_x(x) dx \quad (42)$$

Distribuzione normale (o gaussiana)

Essa è una particolare densità di probabilità caratterizzata da due diversi parametri: media μ e varianza σ^2 . La media è il valore atteso la varianza è la dispersione dei punti attorno a questo valore. Graficamente la distribuzione è “a campana”, con forma determinata dai due parametri caratteristici. Essa è simmetrica rispetto alla media μ e con i flessi a distanza σ da essa.

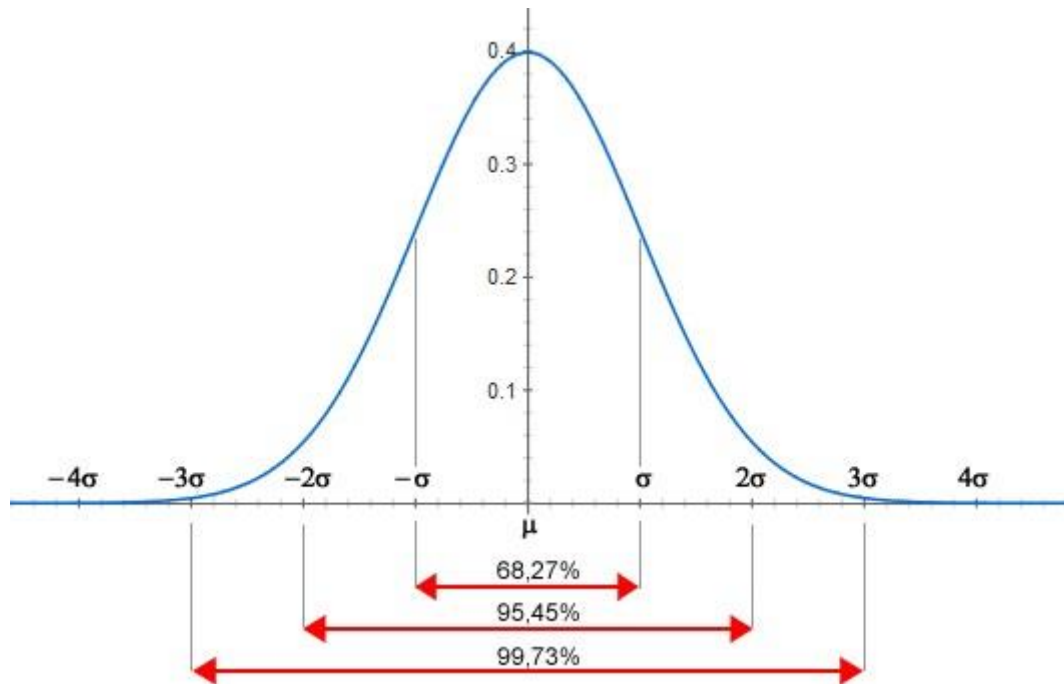


Figura 87: Densità di probabilità per la distribuzione gaussiana [36]

Gli intervalli al di sotto della figura indicano che per una proprietà della distribuzione:

- tra $-\sigma$ e $+\sigma$ sono compresi il 68,27% dei valori;
- tra -2σ e $+2\sigma$ sono compresi il 95,45% dei valori;
- tra -3σ e $+3\sigma$ sono compresi il 99,73% dei valori.

Test d'ipotesi

L'obiettivo del test d'ipotesi è quello di valutare se vi è sufficiente evidenza statistica per rifiutare l'ipotesi nulla in favore dell'ipotesi alternativa. Solitamente l'ipotesi nulla è un'affermazione che riguarda un parametro θ di una popolazione, del tipo $H_0: \theta = \theta_0$ dove θ_0 è un numero; l'ipotesi alternativa può essere bilaterale $H_1: \theta \neq \theta_0$, oppure unilaterale $H_1: \theta > \theta_0$ o $H_1: \theta < \theta_0$. Per ciò che riguarda le applicazioni per la caratterizzazione energetica i test d'ipotesi

saranno bilaterali e spesso $\theta_0 = 0$: ovvero se un parametro può essere significativamente considerato diverso da 0.

L'ipotesi nulla è in generale quella che si vorrebbe rifiutare, ovvero che gli effetti osservati nel campione sono dovuti al caso. L'atteggiamento utilizzato nei test d'ipotesi è di tipo cautelativo, ovvero non si vuole rifiutare l'ipotesi nulla a meno che l'evidenza a favore di quella alternativa sia forte. Effettuato il test d'ipotesi si prende una decisione statistica: rifiutare l'ipotesi nulla a favore di quella alternativa o non rifiutare l'ipotesi nulla. Tuttavia, essendo i dati basati su un campione, la decisione potrebbe anche essere errata. I tipi di errore sono due:

- errore di prima specie α : consiste nel rifiutare l'ipotesi nulla quando è vera;
- errore di seconda specie: consiste nel non rifiutare l'ipotesi nulla quando è falsa.

		Decisione presa in base ai dati del campione	
		Non rifiutare H_0	Rifiutare H_0
Situazione reale	H_0 è vera	OK	Errore di I specie
	H_0 è falsa	Errore di II specie	OK

Tabella 10: Esiti di una decisione statistica

In generale ciò che si fissa è l'errore di prima specie tollerato α , pari a 0.05. Ovviamente l'obiettivo è minimizzare gli errori, tuttavia ciò è impossibile: riducendo l'errore di prima specie, inevitabilmente si incrementa quello di seconda specie. L'errore di prima specie α è anche chiamato valore di significatività, e il suo complemento a uno ($1 - \alpha$) è detto valore di fiducia.

Definiti l'ipotesi nulla, quella alternativa e l'errore α , si individua una statistica test di cui è nota la funzione densità di probabilità. Nota la distribuzione è possibile determinare l'intervallo tale che l'area sottesa sia pari a $1 - \alpha$, distribuendo rispettivamente α metà a destra e metà a sinistra. I valori che separano la zona di accettazione da quella di rifiuto sono detti valori critici, superiore e inferiore.

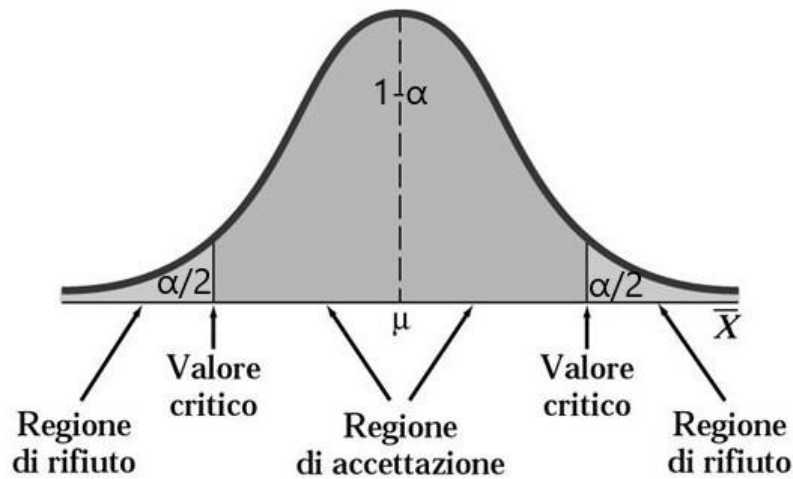


Figura 88: Test d'ipotesi bilaterale con errore di prima specie α .

Ora utilizzando i dati del campione si determina il valore calcolato dalla statistica test. Se il valore cade nella zona di accettazione si decide di non rifiutare l'ipotesi nulla, mentre se cade al di fuori (evento improbabile se l'ipotesi nulla è vera) si rifiuta l'ipotesi nulla.

P-value

In alternativa al test d'ipotesi si può ricorrere al p-value per decidere se vi è evidenza sperimentale da rifiutare l'ipotesi nulla.

Esso è il minimo valore dell'errore di prima specie α che nel test d'ipotesi porta al rifiuto dell'ipotesi nulla, a partire dai dati del campione. Ovvero, esso è il più piccolo valore di α tale che il valore calcolato dalla statistica test coincide con uno dei due valori critici. Perciò se il p-value è sufficientemente esiguo si ritiene accettabile il rischio con cui si rifiuta l'ipotesi nulla. In generale essa è rifiutata quando il p-value è minore o uguale a 0,05, ovvero un rischio massimo del 5%. Perciò l'intervallo di fiducia è pari a 0,95.

Intervalli di fiducia

Quando si stima un parametro θ incognito sulla base di un campione estratto da una popolazione, è utile associare ad esso un intervallo, detto intervallo di fiducia o di confidenza. Esso è inteso come insieme dei valori con una prefissata probabilità di contenere il valore reale incognito. Spesso, come già detto, esso è assunto pari al 95%.

Coefficiente di correlazione

Date due variabili casuali X e Y, il coefficiente di correlazione R (o di correlazione di Pearson) è una misura di quanto i valori assunti dalla variabile Y dipendono in modo lineare da quelli assunti dalla variabile X (o viceversa). Esso è definito come il rapporto tra la covarianza delle due variabili e il prodotto delle rispettive deviazioni standard:

$$R = \frac{cov[X, Y]}{\sigma_x \cdot \sigma_y} \quad (43)$$

Dove:

$$cov[X, Y] = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x}) \cdot (y_i - \bar{y})}{n - 1} \quad (44)$$

$$\sigma_x = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n - 1}} \quad (45)$$

$$\sigma_y = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}{n - 1}} \quad (46)$$

E le medie:

$$\bar{x} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n} \quad (47)$$

$$\bar{y} = \frac{\sum_{i=1}^n y_i}{n} \quad (48)$$

Il coefficiente di correlazione è compreso tra -1 e 1. Un valore di R pari a:

- 1 indica una perfetta correlazione lineare positiva (crescente);
- -1 indica una perfetta correlazione lineare negativa (decescente);
- 0 indica una situazione in cui non esiste alcuna correlazione lineare (ma potrebbe esistere una correlazione non lineare).

Perciò tanto più elevato è il modulo di R, tanto più le due variabili casuali X e Y sono correlate linearmente.

Coefficiente di determinazione

Il coefficiente di determinazione R^2 è semplicemente il quadrato del coefficiente di correlazione

R. Perciò è compreso tra 0 e 1 dove:

- 1 indica la perfetta correlazione lineare tra le due variabili;
- 0 indica la totale assenza di correlazione lineare tra le due variabili. [1]

8. Bibliografia

- [1] Dispense del corso di Gestione dei Sistemi Energetici, Salvatore Mancò, Pietro Gabriele, Elena Giacone, Epics edizioni, 2018
- [2] Industry, International Energy Agency (IEA), disponibile online
<https://www.iea.org/tcep/industry/>
- [3] Slide Fenice S.p.A. 2° meeting europeo IPCC, disponibile online
http://www.provincia.torino.gov.it/ambiente/file-storage/download/ipcc/pdf/meeting_ipcc08/Scarrone_FENICE.pdf
- [4] Eviva Energia, disponibile online
<https://corporate.evivaenergia.com/ambiti-di-azione/efficienza-energetica/energy-management-system/>
- [5] Energy Management System, Wikipedia, disponibile online
https://en.wikipedia.org/wiki/Energy_management_system
- [6] Slide del corso di Reti di Calcolatori e Applicazioni Telematiche, Pier Luca Montessoro, Università degli Studi di Udine, disponibile online
http://web.diegm.uniud.it/pierluca/public_html/teaching/rceat_netuno/pdf/06.pdf
- [7] Modello OSI, Wikipedia, disponibile online
https://it.wikipedia.org/wiki/Modello_OSI
- [8] Modulo 1 - Strumentazione di base, Automazione e Strumentazione, Fenice Spa
- [9] Termocoppia, Wikipedia, disponibile online
<https://it.wikipedia.org/wiki/Termocoppia>
- [10] Effetto Seebeck, Wikipedia, disponibile online
https://it.wikipedia.org/wiki/Effetto_Seebeck
- [11] Termoresistenza, Wikipedia, disponibile online
<https://it.wikipedia.org/wiki/Termoresistenza>
- [12] Ponte di Wheatstone, Wikipedia, disponibile online
https://it.wikipedia.org/wiki/Ponte_di_Wheatstone
- [13] Tubo manometrico, Wikipedia, disponibile online
https://it.wikipedia.org/wiki/Tubo_manometrico
- [14] Diaframma, Sites Google, disponibile online
<https://sites.google.com/site/ingimpind/misure/portata>
- [15] Modulo 3 – Misuratori di portata, Fenice S.p.A.

- [16] Misuratore di portata, Wikipedia, disponibile online
https://it.wikipedia.org/wiki/Misuratore_di_portata
- [17] Registratore di dati, Wikipedia, disponibile online
https://it.wikipedia.org/wiki/Registratore_di_dati
- [18] Controllore logico programmabile, Wikipedia, disponibile online
https://it.wikipedia.org/wiki/Controllore_logico_programmabile
- [19] PLC, Edutecnica, disponibile online
<http://www.edutecnica.it/sistemi/plc/plc.htm>
- [20] PLC, disponibile online
<https://itisravenna.edu.it/corso/informatica/aree-progetto/green-factory98-99/plc.htm>
- [21] Slide “I bus di campo nell’automazione industriale”, Fabio Giorgi, Università di Genova, disponibile online
<http://people.na.infn.it/~garufi/didattica/CorsoAcq/CorsoSpadaccini/SITO/BusdiCampo.pdf>
- [22] Lezioni di Informatica, Prof. Guarino, disponibile online
<http://www.elenet.net/OpenSchool/Informatica/?dir=Reti%20%28Prof%20Guarino%29>
- [23] Fibra ottica, Wikipedia, disponibile online
https://it.wikipedia.org/wiki/Fibra_ottica
- [24] Sezione cavo fibra ottica, disponibile online
<https://www.tradetelecomunicazioni.com/cablaggio-fibra-ottica-intestare-un-cavo/>
- [25] Specifica standard Reti di comunicazione e fibra ottica, Fenice S.p.A.
- [26] Demilitarized zone, Wikipedia, disponibile online
https://it.wikipedia.org/wiki/Demilitarized_zone
- [27] Slide Architettura di sistema, Paolo Salvaneschi, Università di Bergamo
- [28] Sistema client/server, Wikipedia, disponibile online
https://it.wikipedia.org/wiki/Sistema_client/server
- [29] Macchina virtuale, Wikipedia, disponibile online
https://it.wikipedia.org/wiki/Macchina_virtuale
- [30] Storage, Wikipedia, disponibile online
<https://it.wikipedia.org/wiki/Storage>
- [31] Cloud storage, Wikipedia, disponibile online
https://it.wikipedia.org/wiki/Cloud_storage
- [32] Cloud computing, Wikipedia, disponibile online
https://it.wikipedia.org/wiki/Cloud_computing

- [33] Fiat Mirafiori, Wikipedia, disponibile online
https://it.wikipedia.org/wiki/Fiat_Mirafiori
- [34] Relazione tecnica dei processi produttivi, Centrale termoelettrica di Mirafiori, Fenice S.p.A.
- [35] Manutenzione, Lean Manufacturing 10, disponibile online
<https://leanmanufacturing10.com/it/manutenzione-correttiva-preventiva-e-predittiva-definizioni-e-differenze>
- [36] Distribuzione normale, Okpedia, disponibile online
<https://www.okpedia.it/distribuzione-normale>