

CHECK-UP PREDITTIVO DI MACCHINARI: UN'APPLICAZIONE ALLE CENTRALI IDROELETTRICHE

Alessandro Bongiovi*, Maurizio Barabino
ABB S.p.A. - Power Systems Division, via Albareto, 35, I-16155 Genova, Italy

Abstract

Il presente lavoro descrive una metodologia di diagnostica remota, per impianti idroelettrici, avente il duplice scopo, da un lato di prevedere l'evoluzione di un fenomeno di degrado (manutenzione predittiva), e dall'altro di identificare le cause di guasto incipiente e/o manifesto (sistema esperto).

Tale sistema è stato ideato per sorvegliare più centrali ed essere quindi installato nel quartier generale, dove, si suppone, siano remotizzati i dati relativi le singole unità produttive.

Da un punto di vista metodologico, l'approccio diagnostico di base è stato suddiviso in due parti: diagnostica di processo e monitoraggio delle vibrazioni, che opportunamente correlate tra loro permettono di localizzare e stimare la possibilità di sorgere di malfunzionamenti. Il sistema ha lo scopo di presentare una visione completa e dettagliata dei singoli impianti dal punto di vista diagnostico e di garantire la sorveglianza remota e/o in loco di tutti i macchinari presenti, compresi gli ausiliari. A tale scopo il complesso si presenta all'operatore tramite opportune schermate riportanti grafici, trend di funzionamento, animazioni e valori numerici per agevolare la lettura e la comprensione dei dati elaborati dal sistema esperto.

Infine il sistema è predisposto a evolvere e arricchirsi nel tempo poiché gli archivi storici in cui sono storicizzate le condizioni anomale, forniscono dati per studi successivi e affinamenti.

Keywords: CBM, Centrali Idroelettriche, Turbine Idrauliche, Analisi Vibrazioni.

*Riferimenti Autore. Tel.: +39 010 607 3602; Mob.: +39 338 658 2963
E-mail address: alessandro.bongiovi@it.abb.com

1. Introduzione

La gestione manutentiva dell'impianto influenza significativamente le prestazioni e i costi dello stesso. Una politica di manutenzione adeguata permette di ottimizzare l'efficienza e incrementare la vita dell'impianto, riducendone l'indisponibilità e le perdite.

A tale riguardo le tipologie di manutenzioni oggi più utilizzate sono la manutenzione preventiva e la manutenzione predittiva [1_1], [1_2], [1_3], proprio perché permettono di anticipare i problemi e quindi l'impatto sulla produzione.

La manutenzione preventiva si basa sulla teoria che per ogni elemento il rischio di rottura è direttamente proporzionale al suo utilizzo. La sua implementazione richiede applicativi SW (basati su database relazionali) in grado di storicizzare le ore operative, le ore operative equivalenti (ovvero comprensive del degrado dovuto ad avviamenti, trip, ecc.), scatti, cambio di stato, etc... dei vari apparati al fine di inviare ordini di manutenzione nel momento in cui un determinato contatore raggiunga un livello di soglia prestabilito oppure qualora sia trascorso un lasso di tempo massimo dall'ultimo intervento. Gli ordini di manutenzione riportano in questo caso tutte le informazioni necessarie per la verifica dell'apparato in campo secondo check list predefinite.

La manutenzione predittiva invece si basa sul concetto di verificare determinare Key Diagnostic Index al fine di rilevare un degrado in atto e quindi intervenire quando strettamente necessario. Per il corretto funzionamento si esegue pertanto un costante accertamento sull'effettivo stato dei componenti attraverso tecniche di CBM (Condition Based Monitoring), che richiedono SW in grado di acquisire in tempo reale i dati provenienti dal campo (temperature, pressioni, gradienti, misure di vibrazione, etc...) e gestirli attraverso logiche esperte.

La manutenzione preventiva pertanto rischia di intervenire quando non strettamente necessario, mentre per la manutenzione predittiva può risultare difficile e costoso poter controllare tutti i singoli macchinari e sicuramente impossibile prevedere in anticipo tutti i difetti. Per ovviare a tali inconvenienti, negli impianti per la produzione di energia elettrica, si cerca quanto più possibile di integrare queste due tipologie di manutenzione.

La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili si presta particolarmente bene all'utilizzo di un sistema di ottimizzazione della

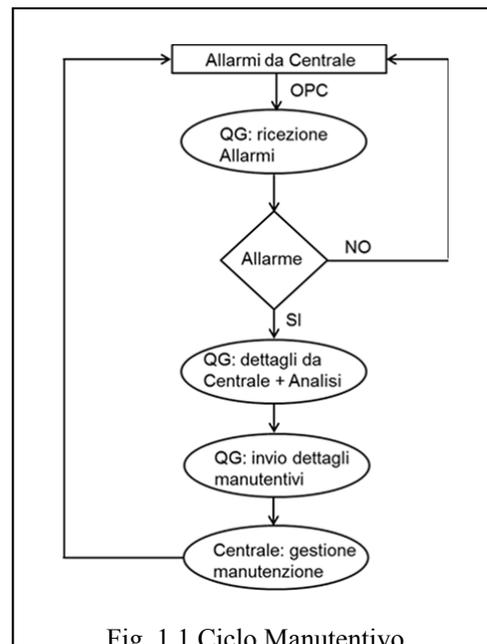


Fig. 1.1 Ciclo Manutentivo

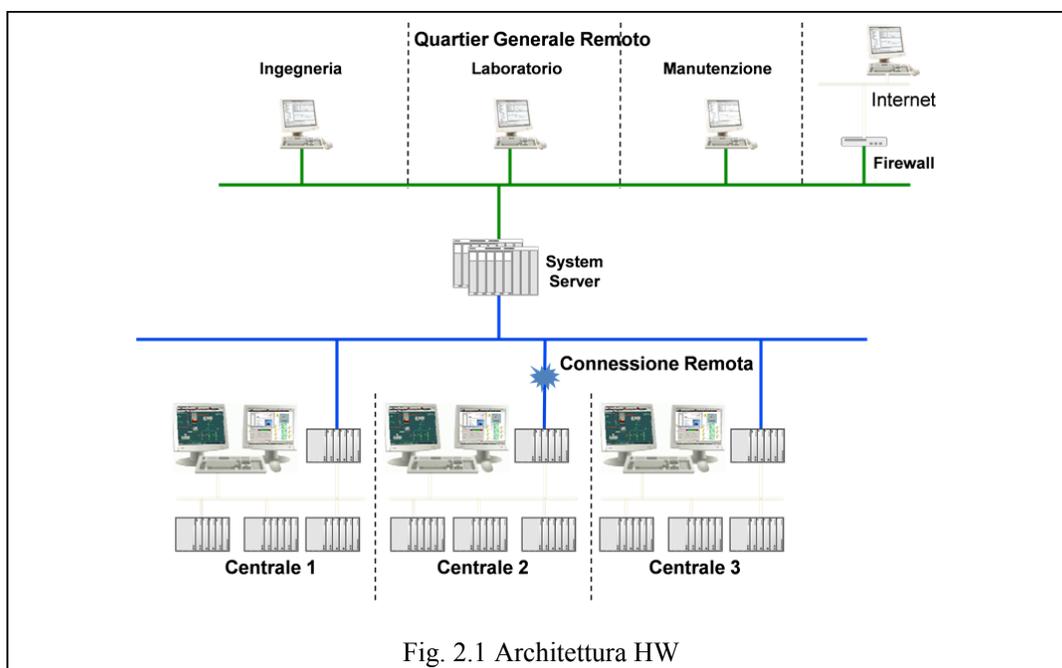
manutenzione. Questo a ragione del fatto che si tratta spesso di siti non presidiati e la cui produzione è fortemente dipendente da cause esterne (tipicamente atmosferiche) e quindi è necessario condizionare i fermi impianto alla indisponibilità di energia. Ciò richiede un attento esame dell'effettivo stato di funzionamento dell'impianto e delle singole parti in modo da posticipare oppure anticipare la manutenzione senza rischiare eventi indesiderati e potenzialmente catastrofici.

Nel seguito quindi è descritto un sistema di monitoraggio diagnostico, che seppur utilizzato in impianti convenzionali, si presta particolarmente bene all'impiego in siti telecontrollati.

2. Architettura HW

L'architettura del sistema è stata progettata per essere in grado di analizzare lo stato effettivo di un impianto costituito da più gruppi di produzione. Il sistema deve essere in grado di prevedere il degrado dei singoli macchinari ed inviare allarmi e suggerimenti manutentivi al quartier generale. Nella sede centrale convergeranno informazioni da tutti impianti, e nella stessa dovrà essere predisposto un team in grado di analizzarle e di procedere con le relative azioni.

Per ciascun impianto è quindi previsto un sistema HPP-CBM in grado di gestire le unità della centrale, suddivise nei loro singoli componenti, ovvero turbina, asse, cuscinetti, alternatore, circuito oleodinamico, sistema di raffreddamento e trasformatore. In impianto sarà installato a questo scopo un server (Fig. 2.1) in grado di acquisire i segnali dal DCS ed eventualmente da armadi aggiunti a scopo di CBM (es. sistemi di monitoraggio vibrazioni). Tale server gestirà i dati, calcolerà gli indici diagnostici e li trasmetterà al quartier generale.



3. Architettura SW

Il sistema dovrà acquisire due tipologie di dati da campo, dati di processo (temperature, pressioni, potenze, etc...) e dati di vibrazione (es. valori efficaci, valori delle singole armoniche). I primi sono tipicamente disponibili dal DCS e sono modernamente acquisiti via OPC, mentre i dati vibrazionali non sempre sono disponibili e quindi può essere necessario aggiungere sensori, moduli di acquisizione e quindi remotizzarli direttamente o eventualmente attraverso il DCS al sistema HPP-CBM. Tali dati, essendo di natura differente (lo studio delle vibrazioni prevede un'analisi spettrale perché segnali di natura ondulatoria e a frequenze relativamente elevate), saranno gestiti in maniera separata (Fig. 3.1) attraverso logiche differenti a seconda che si tratti di dati di vibrazione o processo. Da tali elaborazioni si otterranno indici adimensionali che potranno essere correlati tra loro permettendo quindi l'integrazione delle informazioni di vibrazione e quelle di processo al fine di discretizzare i malfunzionamenti e consentire un'analisi esperta.

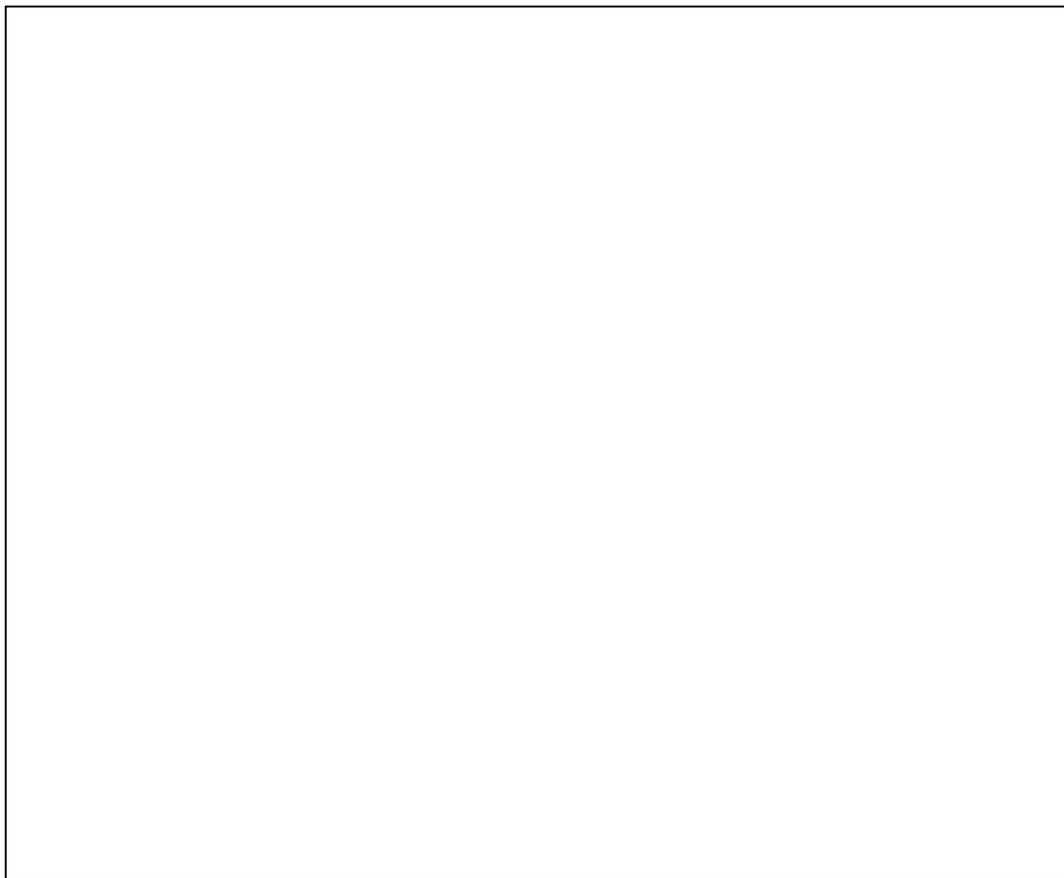


Il sistema è stato sviluppato impiegando SW proprietario ABB (Fig. 3.2). Per sviluppare tutte le funzioni del HPP-CBM è stata utilizzata in particolare la piattaforma PGP, che permette di acquisire i dati via OPC, di elaborarli e di fornire i risultati su un HMI semplice e intuitivo.

Tale sistema permette inoltre di storicizzare i dati, inviarli in remoto e consentire una visualizzazione via WEB. Nell'ambito della stessa piattaforma e complementari a PGP, operano due ulteriori package SW che permettono di:

- gestire i modelli di riferimento (ABB-Sensor Validator),
- prevedere l'insorgere di danni (ABB-Predictive System).

Nel sistema infine sono state implementate logiche “esperte” vale a dire basate sulle conoscenze e tecniche di ragionamento che un manutentore/analista esperto utilizzerebbe per identificare e risolvere problemi.



L'aderenza al processo comporta che tali sistemi debbano essere flessibili sia come configurazione di I/O e sia come logiche, al fine di adattarsi ai macchinari presenti in campo.

4. Caso di Studio

Il presente lavoro è stato applicato a una centrale idroelettrica con due unità, ciascuna di 8 MW, equipaggiata con turbine Pelton ad asse orizzontale. Per quanto concerne i segnali di

processo sono stati utilizzati tutti gli analogici relativi a temperature, pressioni, correnti, ecc., mentre per le vibrazioni sono stati presi in esame sia i valori efficaci che le armoniche. Tali segnali sono tutti presenti nel DCS, e quindi il sistema li acquisisce direttamente via OPC.

Le logiche che correlano le armoniche, calcolate a partire dai segnali di vibrazione campionati ad alta frequenza, sono molto dipendenti dal numero di sensori, dalla qualità, a disposizione e, soprattutto, dalla collocazione degli stessi. Infatti, per determinare i malfunzionamenti, oltre a correlare le armoniche, può essere necessario analizzare gli spettri di due o più sensori adiacenti e i valori delle rispettive fasi.

La Figura 4.1 riporta la collocazione in campo degli accelerometri e proximitor (sensori di prossimità).

Nel presente caso sono stati utilizzati sensori già installati in impianto; tuttavia nel caso più generale se ne possono prevedere di aggiuntivi, se necessario.

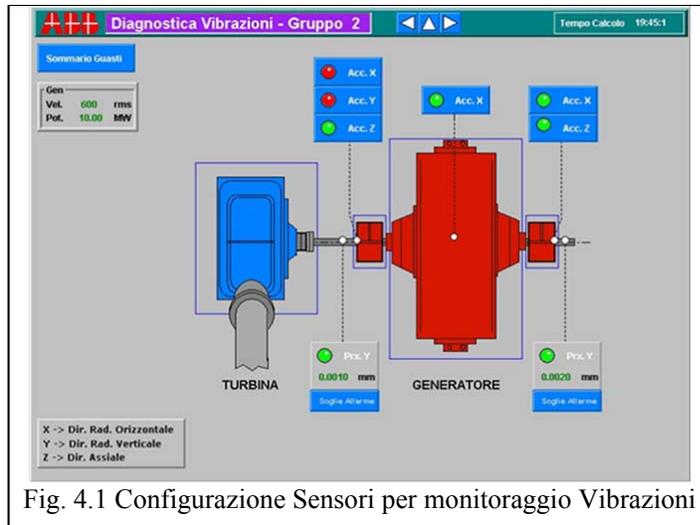


Fig. 4.1 Configurazione Sensori per monitoraggio Vibrazioni

5. Descrizione dei Calcoli

Lo scopo principale del sistema è determinare l'effettiva condizione dell'impianto e dei singoli componenti. Sono stati quindi calcolati diversi tipi di indici in grado di definire le prestazioni (KPI), il degrado (KDI) a partire da misure di processo, il degrado a partire da misure di vibrazione (KVI), previsioni su tempo operativo rimanente (KFI). Sono, infine, previste ulteriori grandezze che correlano tutti i precedenti indici.

5.1 KPI – Indicatori di prestazione

Gli indicatori di Prestazione sono stati calcolati per la turbina, per il generatore e per gli scambiatori di calore. Infatti, non è necessario dare un'indicazione circa le prestazioni di elementi quali i cuscinetti, e non è possibile per altri elementi non, opportunamente, strumentati (es. valvole, pompe, etc...).

5.1.1 KPI – Turbina

Il calcolo dei KPI per la turbina [2_1] è attivato se la potenza lorda attiva è maggiore a una soglia minima di potenza (condizione di avvio) e se la deviazione standard della portata è inferiore a una certa soglia (condizione di regime).

Perdite di carico nella condotta d'aspirazione:

Per il calcolo del suddetto KPI è necessario dapprima determinare la velocità dell'acqua all'interno della condotta d'adduzione:

$$v = \frac{4\dot{V}}{\pi d^2} \cdot \frac{1}{3600} \quad (5.1)$$

ove:

v: velocità acqua [m/s];

V: portata volumetrica d'acqua [m³/h];

d: il diametro della condotta [m].

Si procede quindi col determinare il numero di Reynolds, indispensabile per il calcolo del fattore d'attrito attraverso il diagramma di Moody:

$$Re = \frac{vd}{\nu} \quad (5.2)$$

ove:

ν : viscosità cinematica dell'acqua [m²/s];

Le perdite di carico (H_p) nella condotta sono determinate attraverso la legge di Darcy-Weisbach:

$$H_p = \frac{f_a l v^2}{2gd} \quad (5.3)$$

ove:

f_a : fattore d'attrito;

g: accelerazione di gravità [m/s²];

l: lunghezza della condotta [m].

Carico netto:

$$H_N = H_{in} - H_{out} - H_p \quad (5.4)$$

ove:

H_{in} : carico geodetico ingresso [m];

H_{out} : carico geodetico scarico [m];

H_p : perdite di carico [m].

Potenza lorda attesa:

$$J_{L_att} = (\rho g H_N \dot{V}_{att}) \eta_{att} \quad (5.5)$$

ove:

L: lordo

N: netto

att: atteso

eff: effettivo

\dot{V}_{att} : portata volumetrica attesa [m³/s];

ρ : densità dell'acqua [kg/m^3];

η_{att} : rendimento atteso della turbina (da curve costruttore).

Rendimenti:

- rendimento lordo effettivo

$$\eta_{L_Eff} = \frac{J_L}{\rho g H \dot{V}} \quad (5.6)$$

- rendimento netto effettivo

$$\eta_{N_Eff} = \frac{J_N}{\rho g H \dot{V}} \quad (5.7)$$

ove:

$$J_n = J_L - J_{ausiliari}$$

- rendimento netto atteso

$$(\eta_{Net})_{att} = \frac{J_{L_att} - J_{ausiliari_att}}{\rho g H_N \dot{V}_{att}} \quad (5.8)$$

5.1.2 KPI – Generatore

Il calcolo dei KPI per il generatore è condizionato dagli stessi permessivi impiegati per la turbina. E' stato calcolato il rendimento teorico (η_{th}) ottenuto dalle curve del costruttore. Se le misure lo permettono, tale rendimento può essere scisso in rendimento elettrico e rendimento meccanico.

5.1.3 KPI – Scambiatori di calore

Per gli scambiatori di calore l'indicatore di prestazione più adatto è LMTD che è direttamente proporzionale al flusso termico scambiato. Il calcolo del suddetto indice può variare a seconda della tipologia di scambiatore, nella presente applicazione sono stati utilizzati unicamente scambiatori controcorrente.

$$LMTD = \frac{(T_{1A} - T_{2A}) - (T_{1B} - T_{2B})}{\ln\left(\frac{T_{1A} - T_{2A}}{T_{1B} - T_{2B}}\right)} \quad (5.9)$$

ove:

1: fluido caldo (olio);

2: fluido freddo (acqua).

A: sezione d'ingresso per il fluido caldo / di uscita per il fluido freddo;

B: sezione d'ingresso per il fluido freddo / di uscita per il fluido caldo.

E' stato inoltre calcolato un ulteriore indicatore, il TTD, seppure meno significativo del LMTD.

$$TTD = T_{1B} - T_{2B} \quad (5.10)$$

5.2 KDI – Indicatori diagnostici di processo

Tali indicatori permettono di quantificare lo stato di salute dei macchinari impiegando misure di processo. Per il calcolo dei KDI è essenziale disporre di valori di riferimento dei segnali in funzione dell'effettiva condizione di funzionamento del componente. A tale scopo, in condizioni ottimali d'impianto, si registrano delle baseline, ovvero degli andamenti tipo di comportamento al variare dei punti di funzionamento, delle condizioni ambientali, ecc., e si procede con il calcolo di un modello matematico statistico in grado di correlare tutti i segnali di riferimento:

$$KDI_{componente} = 100A \pm \frac{(x-x_{ref})}{range} \times 100 \quad (5.11)$$

ove:

- x : variabile monitorata;
- x_{ref} : valore di riferimento (da baseline) della variabile monitorata;
- $range$: intervallo di validità della variabile considerata.

L'indice diagnostico di un macchinario è la somma pesata di tutti gli indici diagnostici dei singoli componenti, analogamente per l'unità e quindi per la centrale.

$$KDI_{macchinari} = \sum [(KDI_{componenti})_i / W_i]$$

$$KDI_{unità} = \sum [(KDI_{macchinari})_j / W_j]$$

$$KDI_{Centrali} = \sum [(KDI_{unità})_k / W_k]$$

ove:

- I N° componenti singolo macchinario;
- J N° macchinari per ogni unità
- K N° di unità per ogni centrale
- W peso di criticità di ogni singolo componente/macchinario/unità;

Per la visualizzazione dei KDI si sono utilizzati grafici a radar, con ordine gerarchico dal Generale al Particolare, vale a dire i primi indici che appaiono sono quelli relativi le centrali, quindi le unità, quindi i macchinari e infine i componenti. La scelta del grafico a radar consente a colpo d'occhio una facile lettura dei dati stessi, mettendo in evidenza, tramite la dissimmetria della figura, i comportamenti palesemente anomali.

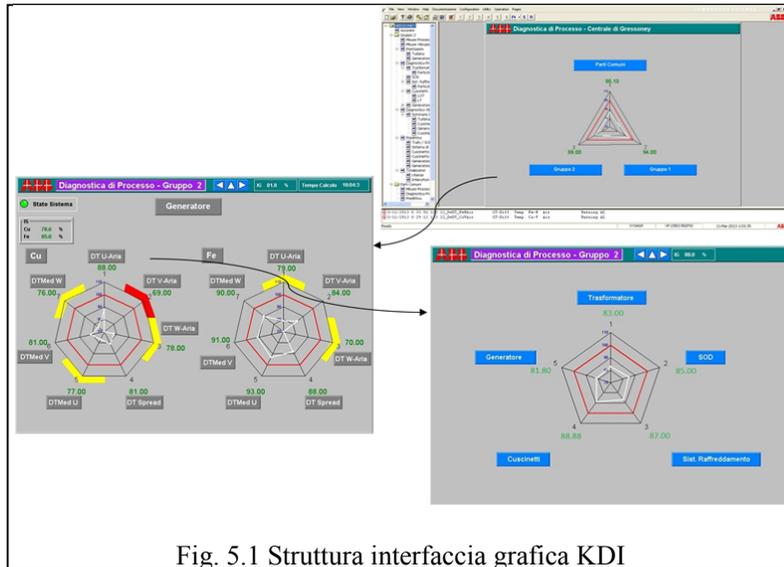


Fig. 5.1 Struttura interfaccia grafica KDI

5.2 KVI – Indicatori diagnostici vibrazionali [1_1]

Gli indici KVI, come i KDI, comparano direttamente i segnali da campo con i valori di riferimento provenienti dai modelli ottenuti dalle baseline. Tuttavia a differenza dei KDI, i risultati dei confronti sono poi correlati tra loro per localizzare e definire i malfunzionamenti/danni.

Per i KVI è necessario monitorare le armoniche, che, nella presente applicazione, sono fornite da un SW di monitoraggio vibrazioni in grado di inviarle.

Il SW ABB-Sensor Validator, utilizzato per la gestione delle baseline, oltre a determinare i valori di riferimento per una determinata misura ad un determinato punto di lavoro, è in grado di fornire il valore della deviazione standard (σ) nelle medesime condizioni di funzionamento.

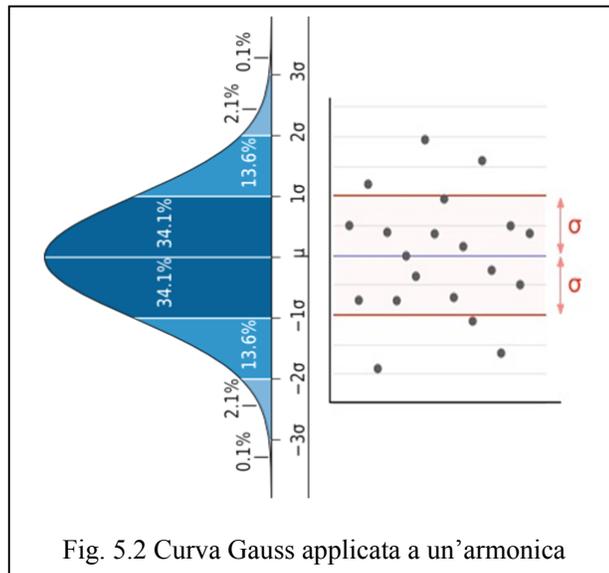


Fig. 5.2 Curva Gauss applicata a un'armonica

Per ciascun'armonica è stato calcolato un primo indice adimensionale dipendente dal punto di lavoro e dalle condizioni di funzionamento:

$$Z_i = \frac{(H - H_{ref})}{\sigma} \quad (5.12)$$

ove:

- H : valore dell'armonica monitorata;
- H_{ref} : valore di riferimento (da baseline) della Armonica monitorata;
- σ : deviazione standard.

Z_i è stato quindi confrontato con due soglie adimensionali, una di avvertimento (2) e una di allarme (4), che indicano la distanza (in termini di funzione di densità di probabilità) dal riferimento (centro della curva Gaussiana). Il risultato di tale confronto è una variabile multi-stato $A_{St,i}$ (0 valore nella norma, 1 avvertimento, 2 allarme) che specifica, di ogni armonica i , la distanza dal valore di riferimento.

Fig. 5.3 Tabella Regole Esperte

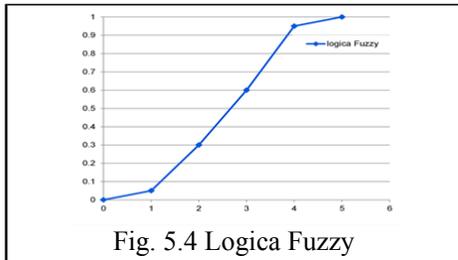


Fig. 5.4 Logica Fuzzy

E' stata implementata una tabella delle verità (Fig. 5.3) che associa a ogni malfunzionamento le armoniche da correlare tra loro e secondo tali "regole" si sono determinati indici multi-stato, D_j , che indicano per un determinato tipo di danno (j) la severità.

Siccome sono stati selezionati due valori di soglia tale variabile avrà tre stati, 0 valore nella norma, 1 avvertimento, 2 allarme; tuttavia è sempre possibile aumentare le soglie e quindi gli stati.

L'indice è determinato dallo stato degli $A_{St,i}$ componenti, e nel codice, per evitare allarmi spuri, è stata implementata la seguente regola: se almeno il 75% degli $A_{St,i}$ è in allarme pure l'indice di danno sarà in allarme.

Infine per quantificare lo stato di allarme è stata utilizzata una curva che pesi secondo una logica Fuzzy la "severità" del danno (Figura 5.4).

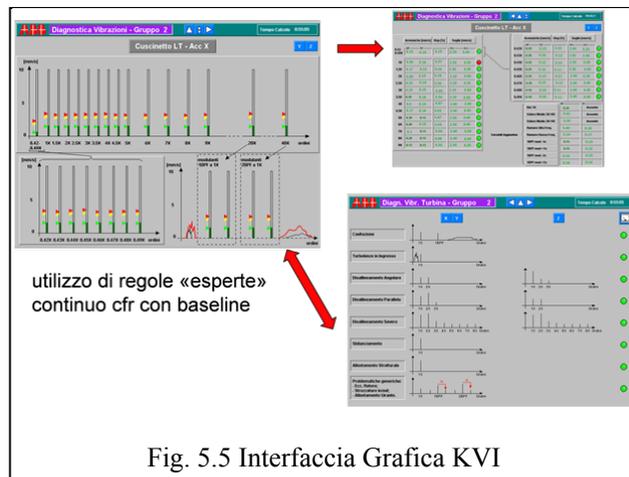


Fig. 5.5 Interfaccia Grafica KVI

5.3 *KFI – Indicatori diagnostici predittivi*

I *KFI* [*I*_1] sono utilizzati per determinare il tempo operativo residuo di un determinato macchinario. La funzione di analisi predittiva compie, per ogni *KFI*, una regressione (che può essere lineare, quadratica, cubica, esponenziale o logaritmica) dei valori storicizzati per calcolare il tempo rimanente al raggiungimento di un valore di soglia (Fig. 5.6).

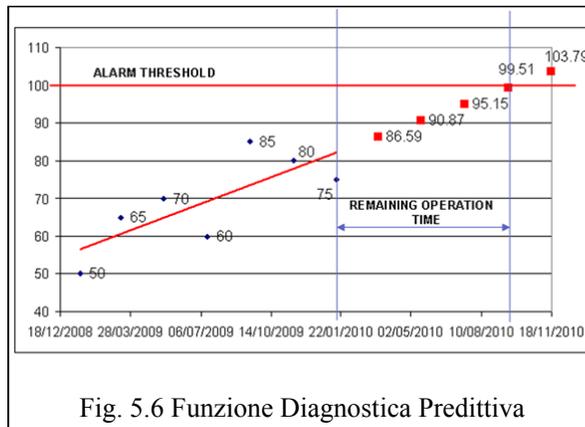


Fig. 5.6 Funzione Diagnostica Predittiva

Il periodo di analisi varia a seconda dell'indicatore (es. 3÷6 mesi), ed il punto di partenza della regressione tipicamente coincide con la fine della fase di manutenzione.

Qualora il Tempo Residuo sia minore di un limite temporale predefinito, detto Orizzonte Temporale (es. un mese), il sistema genererà un Allerta Predittivo.

Per effettuare la suddetta analisi è necessario prendere in esame grandezze il cui andamento nel tempo, in quanto indici di degrado del componente, sia monotono.

Sono stati impiegati due tipi d'indici diagnostici predittivi: quelli per cui può essere impostata una "soglia fisica" e quelli per cui ciò non è possibile. I primi sono tipicamente relativi a misure di pressione, temperatura e Δ Temperatura, per tali indici si storicizza la grandezza misurata, che quindi coincide con il *KFI*, e la soglia critica sarà inizialmente posta pari al valore di normale funzionamento + il 70% della differenza tra il valore di allarme ed il valore di normale funzionamento. Gli altri sono relativi a grandezze calcolate (rendimenti, TTD, LMTD, ecc...), e in tale caso si storicizza l'indice predittivo inizialmente, che coincide con il *KFI*, e la soglia relativa a tale indice predittivo è stata inizialmente posta pari a 70%.

I valori di soglia sono calibrati direttamente in campo.

5.3.4 CBI – Indicatori diagnostici globali

Tali indicatori diagnostici sono variabili multi-stato (0 valore nella norma, 1 avvertimento, 2 allarme) e, per ogni tipo di malfunzionamento, mettono in relazione lo stato di allarme ottenuto dai *KPI*, *KDI* e *KVI*. I *CBI* forniscono delle informazioni più accurate, ma non sempre tempestive, circa la gravità di un determinato malfunzionamento.

Ai *CBI* è stato inoltre associato un parametro che indica l'impatto del guasto (*IG*).

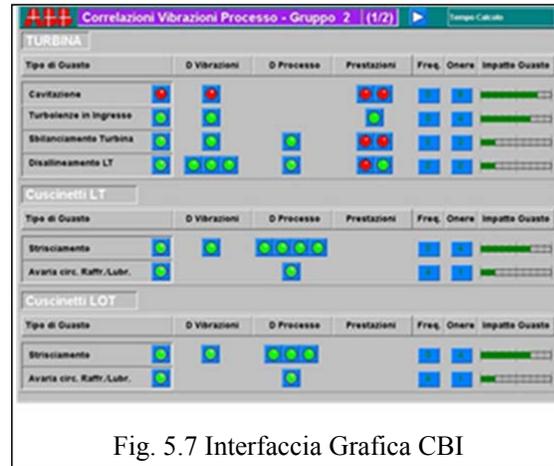


Fig. 5.7 Interfaccia Grafica CBI

$$IG = FG \cdot IE \quad (5.13)$$

ove:

FG frequenza di guasto;

IE impatto economico di ogni singolo guasto

6. Conclusioni

È stato presentato un sistema di monitoraggio diagnostico in grado di eseguire le proprie elaborazioni in campo in tempo reale e trasmettere i risultati in remoto. Il sistema verifica lo stato dell'impianto, identifica l'origine delle eventuali anomalie attraverso un sistema esperto e, soprattutto, identifica il trend di degrado del componente. Questo permette di programmare gli interventi di manutenzione al fine di conciliare la continuità di esercizio con l'esigenza di salvaguardia del macchinario.

Lo scopo finale è un cambio di prospettiva dell'intervento manutentivo (Figura 6.1), che diventa proattivo rispetto al guasto e gestibile al meglio da remoto, minimizzando i giri di ispezione in sito, e ponendo "de facto" l'impianto sotto telecontrollo diagnostico.

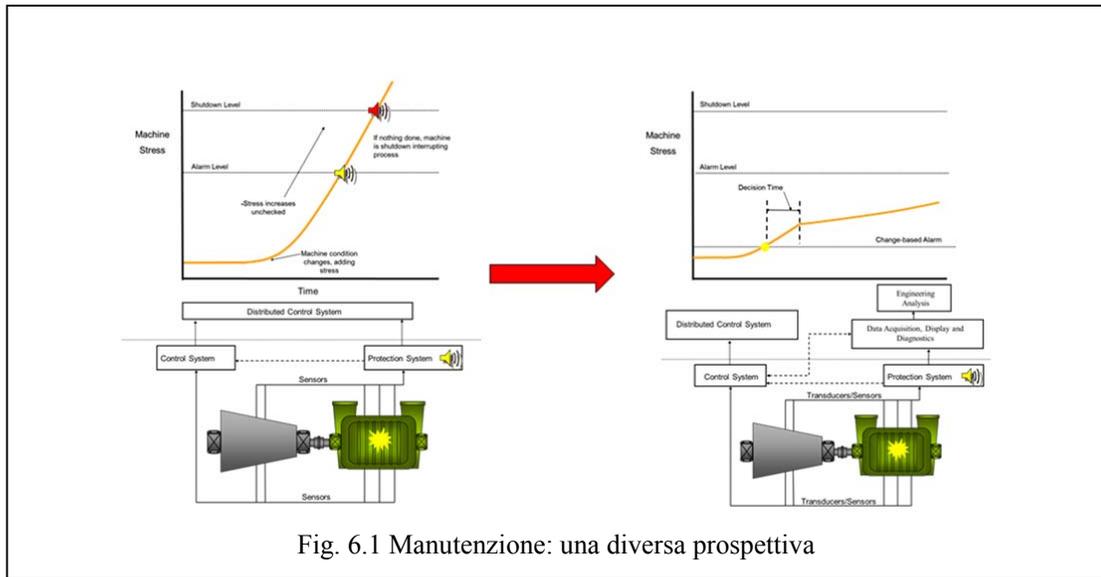


Fig. 6.1 Manutenzione: una diversa prospettiva

Acronimi

SW	Software
CBI	Condition Based Indicator
CBM	Condition Based Monitoring
DCS	Distributed Control System
HMI	Human-Machine Interface
HPP-CBM	Hydro Power Plant – Condition Based Monitoring
HW	Hardware
LMTD	Differenza di temperatura logaritmica
KPI	Key Performance Indicator
KDI	Key Diagnostic Indicator
KVI	Key Vibration Indicators
KFI	Key Forecast Indicators
PGP	Power Generation Portal
TTD	Differenza di temperatura terminale

Riferimenti

- [1_1] “ISO Category II and ASNT Level II” – Certification follows ISO18436.2 2012;
- [1_2] C. Sheffer , P. Girdhar , “*Practical machinery vibration analysis and predictive maintenance*”, Elsevier - 2004.
- [1_3] A. Cateni - L. Magri - G. Grego, “*L'importanza della manutenzione dei componenti, ed in particolare dei profili idraulici delle giranti, per ottimizzare il rendimento degli impianti*”, 5° Convegno Nazionale Impianti di Produzione Idroelettrica - Giugno 2008;
- [2_1] “*Hydraulic turbines, storage pumps and pump-turbines – Model acceptance tests*” CEI IEC 60193, 1999;
- [3_1] “*Implementazione e applicazione dimostrativa di funzioni diagnostiche specializzate per il monitoraggio di macchinario idroelettrico*”, CESI A3/018008, 2003;
- [3_2] “*Definizione delle grandezze e delle funzioni diagnostiche specializzate per il monitoraggio di macchinario idroelettrico*”, CESI A1/023377, 2001

- [4_1] “*VIBEX: an expert system for vibration fault diagnosis of rotating machinery using decision tree and decision table*”, Yang, Lim, Tan, Expert Systems With Applications (ELSEVIER), 28 (2005) 735-742
- [4_2] “*Induction machine drive condition monitoring and diagnostic research – a survey*”, Singh, Al Kazzaz, Electric Power System Research (ELSEVIER), 64 (2003) 145-158
- [5_1] “*Mechanical vibration – Evaluation of machine vibration by measurements on non-rotating parts – Part1: General guidelines*”, ISO10816-1, 1995
- [5_2] “*Condition monitoring and diagnostics of machines – Vibration condition monitoring – Part1: General procedures -*”, ISO13373-1, 2002
- [5_3] “*Condition monitoring and diagnostics of machines – Data processing, communication and presentation – Part1: General guidelines*”, ISO13374-1, 2003
- [5_4] “*Condition monitoring and diagnostics of machines – General guidelines*”, ISO17359-1, 2003
- [5_5] “*Rotating electrical machines – Part1: Rating and performance:*”, IEC60034-1 2004