

**POLITECNICO DI MILANO**

**Facoltà di Ingegneria dei Processi Industriali**

**Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica**

**Dipartimento di Elettrotecnica**



**Applicazione degli interruttori di macchina negli impianti di  
produzione di energia**

Relatore: Prof. Enrico Ragaini

Correlatore: Ing. Mirko Palazzo

Tesi di Laurea Specialistica di:  
Claudio Mora  
Matr. 749903  
Andrea Delpozzo  
Matr. 747975

Anno Accademico 2010-2011



*“ In The Middle Of The Difficulty Lies Opportunity ”*

*A. Einstein*

# INDICE

➤ Introduzione	pag.5
➤ Capitolo I: Generator circuit-breaker (GCB)	pag.7
➤ Capitolo II: Trasformatori (GSU Transformer)	pag.16
➤ Capitolo III: Generatori	pag.22
➤ Capitolo IV: Programma e input analisi simulazioni con il metodo Monte Carlo	pag.26
➤ Capitolo V: Simulazioni e analisi economica	pag.37
➤ Capitolo VI: Risultati	pag.56
➤ Capitolo VII: Transitori elettrici negli impianti di produzione	pag.82
➤ Conclusioni	pag.109
○ Appendice A : GSU Transformer	pag.111
○ Appendice B: Generator Database	pag.131
○ Appendice C: Input for simulation with the Monte Carlo method	pag.150
▪ Bibliografia	pag.167

# INTRODUZIONE

Questo elaborato di tesi descrive i risultati di sei mesi di esperienza lavorativa a Zurigo presso ABB. In questi sei mesi, compresi tra Aprile 2011 e Settembre 2011, abbiamo avuto l'opportunità di essere inseriti nell'ufficio studi della struttura ABB di Oerlikon. In questa sede si progettano, producono e vendono interruttori adibiti alla protezione delle macchine sincrone installate negli impianti di produzione dell'energia elettrica (interruttori di macchina); nella terminologia anglosassone denominati GCB (Generator Circuit Breaker).

Gli schemi elettrici utilizzati nella progettazione delle centrali elettriche lasciano al committente (proprietario dell'impianto) la libertà di decidere se installare o no l'interruttore di macchina. Questa libertà di decisione fa sì che si debbano moltiplicare gli sforzi per mostrare i benefici introdotti dal GCB.

Obiettivo chiave del nostro lavoro è stato quindi raccogliere ed elaborare dati utili provenienti dal campo per poi analizzarli statisticamente e quindi mostrare l'utilità del GCB.

L'attività di ricerca e analisi si è svolta in tre fasi:

1. Raccolta dati sul campo e in letteratura di dati statistici sulle macchine elettriche di centrale: generatori, trasformatori, interruttori di macchina e altri apparecchi (sbarre, interruttori AT e MT), e successiva analisi affidabilistica dei dati raccolti;
2. Studio di diverse soluzioni dello schema di un impianto di produzione mediante la simulazione con il metodo Monte Carlo e successiva analisi economica;
3. Indagine approfondita sulle correnti di corto circuito di un numero rilevante di impianti reali.

Nelle prime due fasi, che hanno richiesto circa tre mesi di lavoro, ci siamo attrezzati per calcolare i parametri affidabilistici delle macchine elettriche e di tutti i componenti di un impianto di produzione. La fonte dei dati, per quanto concerne il generatore, sono i registri di centrale provenienti da impianti italiani, contenenti gli eventi che si sono verificati durante diversi anni di funzionamento (guasti, manutenzioni, sospensioni del servizio, ...).

Relativamente al trasformatore elevatore, i dati sono stati raccolti a partire da un sondaggio IEEE comprendente oltre 156 questionari compilati, riguardanti guasti avvenuti a trasformatori elevatori a

due avvolgimenti installati in Canada e Stati Uniti. Abbiamo inoltre approfondito il tema del trasformatore elevatore di centrale a tre avvolgimenti ottenendo anche per esso il tasso di guasto.

Per quanto riguarda il GCB, la fonte dei dati è stata ABB stessa che con diversi decenni di esperienza nel settore aveva a disposizione sufficienti dati per un'analisi più che attendibile.

A seguito del calcolo dei parametri affidabilistici dei componenti, il lavoro è proseguito con l'analisi di diversi schemi di centrale a ciclo combinato mediante la simulazione con il metodo Monte Carlo.

La simulazione con il metodo Monte Carlo calcola una serie di realizzazioni possibili di un guasto ad un apparecchio, con il peso proprio della probabilità di tale evenienza. Una volta calcolato questo campione casuale, la simulazione esegue su tale campione il calcolo delle grandezze di interesse, nel nostro caso la potenza prodotta dalla centrale.

In corrispondenza del valore di potenza medio ricavato dalle simulazioni con il metodo Monte Carlo, è importante quantificare l'aspetto economico relativo ad ogni schema studiato al fine di avere una visione d'insieme di tutti gli aspetti riguardanti soluzioni tecniche ed economiche.

Notevole importanza ha l'analisi economica dell'impianto, che è stata realizzata mediante un programma scritto da noi, nel quale si valutano i ricavi maturati dalla vendita dell'energia, i costi associati alla produzione di essa, manutenzioni, perdite, costi di installazione, funzionamento dell'impianto e tutti gli aspetti relativi alle diverse soluzioni analizzate.

Infine, in funzione di una prossima revisione alle norme europee e internazionali, che dettano le linee guida per il calcolo dei transienti elettrici negli impianti di produzione dell'energia elettrica, si è deciso di affrontare uno studio dettagliato dei possibili cortocircuiti che potrebbero coinvolgere l'interruttore di macchina (GCB). Per studiare i regimi elettrici in cui il GCB deve operare è stato innanzitutto analizzato il transitorio di cortocircuito che interessa il sistema, sia quando il cortocircuito è alimentato dalla rete, sia quando esso è alimentato dal generatore, sia nel caso di una sincronizzazione fuori fase.

Ciascuna delle tre fasi del lavoro sopra descritte è stata riassunta in un rapporto tecnico entrato a far parte dell'archivio dell'ufficio studi di ABB. I tre rapporti tecnici (in lingua inglese), allegati in appendice, espongono i dettagli analitici e i risultati precisi del lavoro svolto. Tra i risultati ottenuti non coperti dal segreto industriale, i più significativi sono in attesa di presentazione in convegni internazionali.

# CAPITOLO I

## **ANALISI AFFIDABILISTICA DELL' INTERRUUTTORE DI MACCHINA**

L'apparecchio elettrico fulcro della nostra ricerca è il GCB, interruttore di macchina (in inglese generator circuit breaker).

Per ovvi motivi di riservatezza non è possibile riportare i risultati dell'analisi statistica di questo apparecchio, ci limiteremo quindi ad esporre le fonti e gli strumenti utilizzati durante lo studio.

Essendo l'interruttore di macchina un dispositivo che, come il generatore e il trasformatore elevatore, influenza in modo significativo il funzionamento dell'intero impianto di produzione, esso merita un'approfondita ricerca sul campo.

## **FUNZIONE E DESCRIZIONE DEL GCB, GENERATOR CIRCUIT BREAKER<sup>[1][2]</sup>**



*Fig.1.1:GCB*

Uno degli obiettivi più importanti per un impianto di produzione dell'energia elettrica è quello di ottenere la disponibilità più alta al prezzo più basso. E' intuitivo che la modalità con cui si decide di connettere il generatore alla rete assume un'influenza non trascurabile.

Due sono le possibilità di connessione (vedi figura 1.2a e 1.2b) :

- *Unit connection*, connessione senza interruttore di macchina tra il generatore e il lato media tensione del *generator step up transformers*;
- *Connection with GCB*, connessione con l'interruttore tra il generatore e il lato media tensione del trasformatore elevatore.

Uno schema con *unit connection* non permette l'alimentazione dei servizi ausiliari a meno che l'interruttore in alta tensione non sia chiuso. Ciò significa che durante i periodi di fermo macchina l'alimentazione ai servizi ausiliari deve essere necessariamente fornita da una fonte alternativa, generalmente una rete di riserva (*reserve net*). La presenza di una rete di riserva rende lo schema di centrale più ingombrante, oneroso e meno affidabile visto il maggior numero di componenti impiegati.

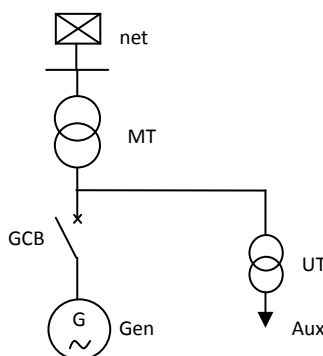


Fig.1.2a: Schema unifilare con GCB

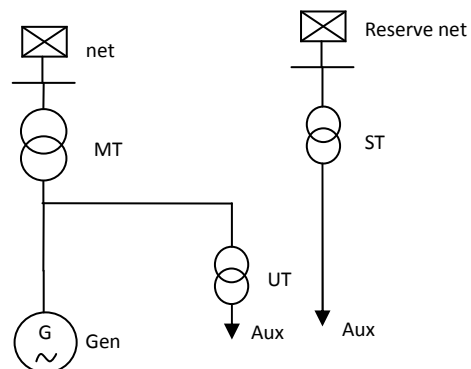


Fig.1.2b: Schema unifilare senza GCB (*unit connection*)

Legenda:

MT: main transformer

UT: unit auxiliary transformer

ST: station transformer

Lo schema con il GCB ha diversi vantaggi rispetto allo schema privo dell'interruttore di macchina:

- Semplifica le procedure operazionali;
- Aumenta la sicurezza e la disponibilità dell'impianto;
- Migliora la protezione del generatore e dei MT, UT;
- Benefici economici.

Parte del compito svolto in azienda è stato verificare numericamente questi vantaggi attraverso l'analisi delle simulazioni con metodo Monte Carlo, come descritto nel seguito.

Ulteriori vantaggi dello schema con GCB sono:



1. Durante le fasi di accensione e spegnimento del gruppo, se l'impianto ha installato il GCB, si riducono il numero di operazioni necessarie. Inoltre si evitano i rapidi passaggi allo sfruttamento della *reserve net* e quindi dello *station transformer*, indispensabili per garantire la continuità di servizio agli ausiliari del gruppo.
2. Con il GCB si raggiunge la massima selettività: esso garantisce la miglior rapidità di intervento per proteggere: generatore, trasformatore elevatore e trasformatore servizi ausiliari.
3. Il guasto alimentato dal generatore viene interrotto dal GCB al massimo in 4 cicli di corrente mentre la riduzione della corrente di guasto affidato alla diseccitazione della macchina sincrona richiede qualche secondo.

All'inizio del Novecento, per connettere il generatore al trasformatore elevatore venivano utilizzati interruttori convenzionali da distribuzione. Successivamente, intorno agli anni quaranta, l'aumento generale della potenza fornita dalle unità di produzione ha fatto sì che si oltrepassassero i limiti massimi dello stato dell'arte degli interruttori del tempo. La *unit connection* diventò così lo schema di centrale generalmente adottato. Da qui nacque la necessità di trasferire il sistema d'interruzione sul lato alta tensione del trasformatore elevatore.

Il primo interruttore di macchina fu installato in Germania nel 1972, e nel corso degli anni '70 si svilupparono interruttori che poterono raggiungere poteri di interruzione idonei agli impianti esistenti.

Negli anni '80 vennero introdotti i primi GCB in media tensione sviluppati con tecnologia in SF<sub>6</sub>. Il gas SF<sub>6</sub> è utilizzato sia per l'estinzione dell'arco sia per l'isolamento dielettrico interno.

Per l'estinzione delle correnti di guasto si usa il principio *self-blast*, secondo il quale è l'arco stesso che fornisce parte dell'energia necessaria al gas SF<sub>6</sub> per estinguere la corrente, ottimizzando così l'energia prodotta dal sistema di immagazzinamento dell'energia (*drive*).

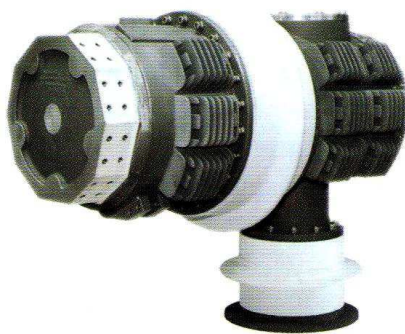


Fig.1.3: camera d'arco

I sistemi di sgancio e quindi di immagazzinamento dell'energia che vengono utilizzati nella maggior parte degli interruttori di macchina sono i seguenti:

- Sistema pneumatico;
- Sistema idraulico (*hydraulic spring operating mechanism*);
- Sistema a molla.

Il sistema idraulico, unito al sistema d'immagazzinamento dell'energia a molla, presenta i seguenti vantaggi: stabilità a lungo termine, maggior affidabilità, minore influenza della temperatura.



Fig.1.4: hydraulic spring operating mechanism

In serie alla camera d'interruzione, sul lato trasformatore è montato un sezionatore; il comando connesso a tutte e tre le fasi fa sì che tutti i poli del sezionatore si aprano in modo solidale.

L'isolamento è garantito dalla distanza in aria e una finestra di ispezione consente di effettuare ogni intervento di manutenzione in sicurezza.

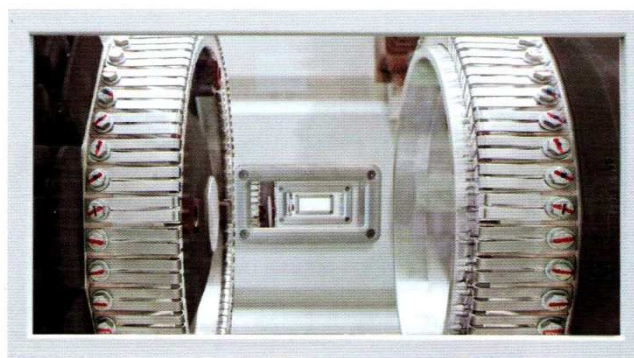


Fig.1.5: sezionatore

Esistono modelli di GCB montati all'interno di un *enclosure* (vedi figura 1.1), all'interno dello stesso enclosure si trovano, oltre a sezionatore e camera d'interruzione anche le apparecchiature di misura (TA, TV).

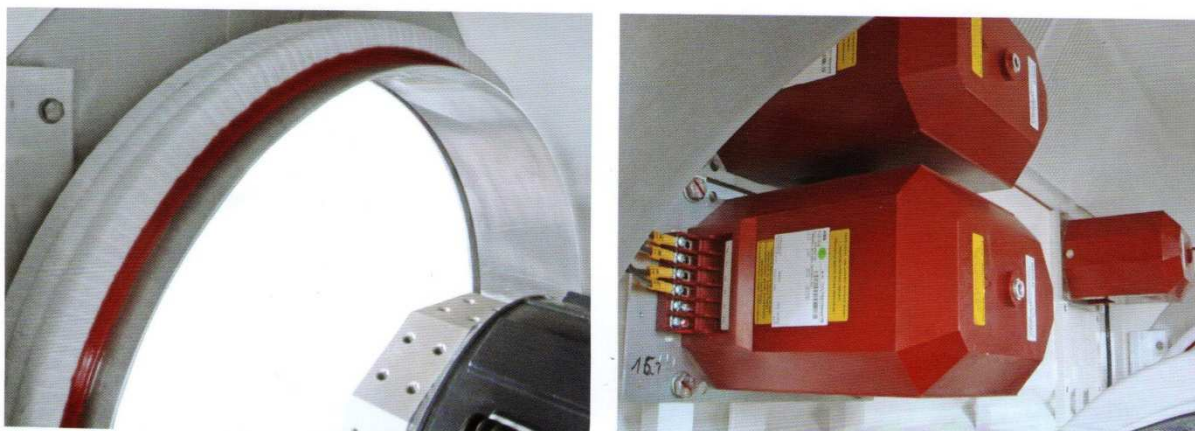


Fig.1.6: TA,TV

Di seguito si riporta un tipico schema unifilare di un interruttore di macchina con tutti i suoi componenti:

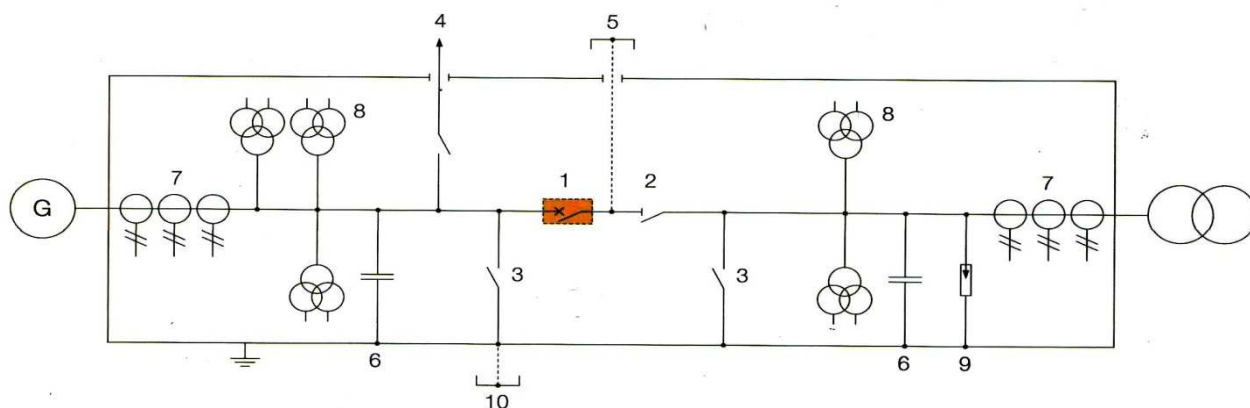


Fig.1.7

Legenda:

- |  |   |
|--|---|
| 1.camera d'interruzione                  | 6.Capacità                                    |
| 2.sezionatore                            | 7.TA  |
| 3.Earthing switch (sezionatore di terra) | 8.TV  |
| 4.connessione SFC                        | 9.scaricatore di tensione                     |
| 5.connessione manuale in corto circuito  | 10.collegamento in corto circuito motorizzato |

Il GCB viene connesso elettricamente al resto dell'impianto mediante connessioni flessibili speciali che consentono di: condurre tutte le correnti accettabili, compensare gli stress meccanici durante

l'intervento del GCB, sopportare gli sforzi elettrodinamici e fornire una bassa resistenza elettrica unitamente ad una connessione sicura e stabile.

In genere la *flexible connection* consente il collegamento elettrico del GCB all'inizio di una IPB (*isolate phase busduct*) conduttori avvolti da un cilindro metallico che ne garantisce l'isolamento dalle altre fasi.

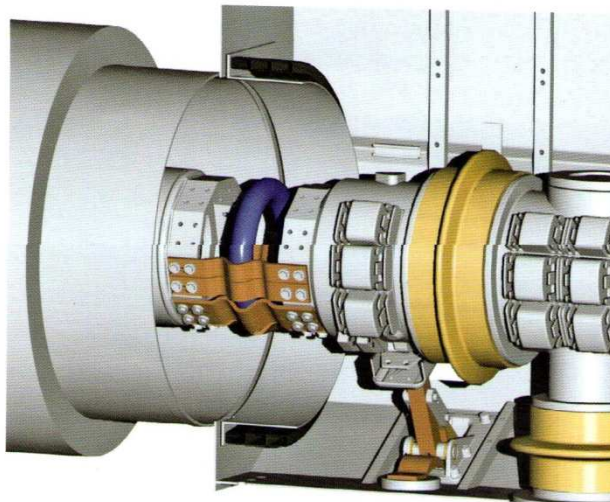


Fig.1.8: flexible connection

Il campione di dati raccolto riguarda 5634 interruttori installati in tutto il mondo.

La classificazione degli interruttori, utile all'analisi, è così strutturata:

- Per modello d'interruttore;
- Per tecnologia d'isolamento: SF<sub>6</sub> / aria compressa;
- Per tipologia di drive: pneumatico / idraulico,
- Presenza dell'enclosure.

Una volta raccolta l'anagrafica di tutti questi interruttori (tipo di GCB, nazione dove installato, tipo di impianto, data di installazione, ...) si è proceduto con la raccolta dei dati di guasto. In collaborazione con il dipartimento *aftersales* abbiamo potuto isolare i major failure da tutti i guasti irrilevanti ai fini statistici.

Dal International council on large electric system (Cigré) si definisce major failure :

*“Complete failure of a circuit breaker which causes the lack of one or more of its fundamental functions. A major failure will result in an immediate change in the system operating conditions, e.g. the backup protective equipment being required to remove the fault, or will result in mandatory removal from service for non scheduled maintenance. (Intervention required within 30 minutes)”*.

Analizzando i guasti caso per caso, abbiamo catalogato per ciascun major failure:

- Il componente responsabile del guasto,
- La caratteristica del guasto,
- Le origini del guasto.

Sono inoltre stati raccolti i seguenti dati relativi a ciascun apparecchio;

- Data di installazione,
- Data di un eventuale sostituzione e installazione nuovo apparecchio,
- Data di rottamazione GCB o fine vita del gruppo di produzione associato.

Così facendo abbiamo calcolato il numero esatto di anni di servizio (*service years*) per tutti i GCB, classificati come citato in precedenza.

Il tempo medio al guasto (*MTTF: mean time to failure*) si calcola con la seguente formula:

$$MTTF = \frac{\text{service years}}{\# \text{ major failures}} = [h]$$

Il tasso di guasto  $\lambda$  è calcolabile come reciproco del MTTF solo se la funzione densità di probabilità ha un andamento esponenziale. E' stato quindi necessario verificare questa condizione usufruendo degli strumenti di analisi della statistica e probabilità: istogrammi, curve a vasca da bagno (*bath tube*) e software di *fitting* delle distribuzioni.

$$f_d(t) = \frac{[n(t_i) - n(t_i + Dt_i)]/N}{Dt_i}$$

Funzione densità di probabilità:

$$Z_d(t) = \frac{[n(t_i) - n(t_i + Dt_i)]/n(t_i)}{Dt_i}$$

Hazard rate:

In cui  $n(t_i)$ : è il campione all'inizio dell'intervallo di tempo

$n(t_i) - n(t_i + Dt_i)$ : è il numero di guasti avvenuti nell'intervallo di tempo

Sfruttando i report delle manutenzioni effettuate durante gli anni, si sono raccolti il numero operazioni effettuate (*Close-Open operations*) dagli interruttori durante un anno. Questa fase è di fondamentale importanza per il calcolo della probabilità di fallimento in chiusura/apertura del GCB, parametro importante come input al software per l'analisi della simulazione con il metodo Monte Carlo.

La tabella seguente mostra il numero di manovre all'anno effettuate da un GCB a seconda del tipo di impianto :

TYPE OF POWER PLANT	CO/year
HY	219
PS	762
TH	44
CC	196
GT	121
NU	18

Tab.1.1: CO operations/year per tipo di impianto

Unitamente a quanto ottenuto dallo studio dei major failures, abbiamo calcolato quanto segue:

$$\text{probability fail to close} = \frac{\text{\#does not close on command or \#does not make the current}}{\text{total CO operations}}$$

$$\text{probability fail to open} = \frac{\text{\#does not open on command or \#does not break the current}}{\text{total CO operations}}$$

Il calcolo del tasso di guasto, con la relativa verifica dell'adozione di una distribuzione esponenziale e il calcolo delle probabilità di fallimento di apertura/chiusura sono state portate a termine per ogni modello di GCB e quindi per ogni tecnologia di isolamento e tipo di comando.

Un ultimo strumento di analisi statistica sfruttato per il GCB è stata la curva a vasca da bagno (*bath tube*). La curva a vasca da bagno rappresenta in modo qualitativo l'andamento del tasso di guasto durante la vita fisica di un sistema, nel nostro caso il GCB.

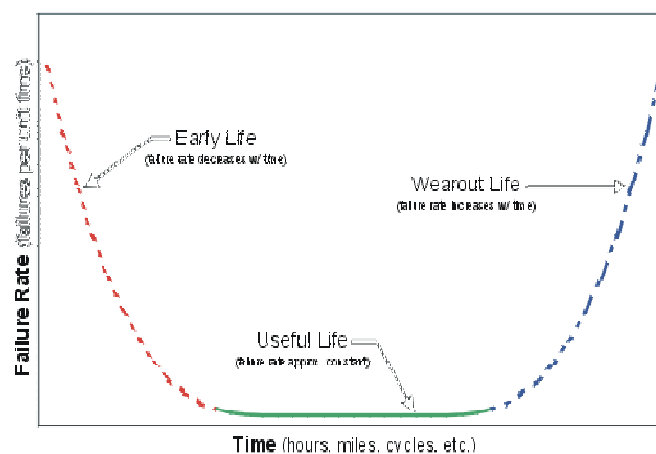


Fig.1.9: curva a vasca da bagno

E' possibile individuare tre aree singolari della curva: l'area dei guasti precoci (o mortalità infantile, dove il tasso di guasto è decrescente con il tempo), l'area della vita utile (dove il tasso di guasto si mantiene costante rispetto al tempo), e l'area delle usure generalizzate (o *wear out*, dove il tasso di guasto diviene crescente molto rapidamente proprio a causa delle usure). La conoscenza di questo schema, anche se di natura qualitativa, è di fondamentale importanza nella valutazione economica delle politiche di manutenzione.

Grazie ai dati raccolti è stato possibile costruire le *bath tubes* per i diversi gruppi di interruttori prima classificati mediante un sistema di calcolo implementato mediante un foglio di lavoro excel.

Con questo strumento abbiamo potuto osservare i vari interventi di modifica progettuale avvenuti nel tempo sui diversi modelli di interruttore e per gli interruttori più datati, in aria compressa, è possibile anche osservare l'area di *wear out life*.

Le curve a vasca da bagno sono state inoltre un ottimo mezzo di verifica per quanto svolto in precedenza; infatti il valore di tasso di guasto ottenibile osservando il tratto costante della bath tube coincide con quanto calcolato mediante il MTTF.

# CAPITOLO II\*

## **ANALISI AFFIDABILISTICA DEL TRASFORMATORE ELEVATORE DI CENTRALE (GSU TRANSFORMER)**

Il trasformatore elevatore di centrale è una macchina elettrica statica. Esso è connesso tra il generatore elettrico e la rete di trasmissione ad alta o altissima tensione.

La funzione principale del trasformatore elevatore di centrale (in inglese GSU, Generator Step-Up transformer) è di innalzare la tensione ad un livello ottimale per la connessione alla rete di trasmissione.

E' noto che il trasformatore elevatore, insieme al generatore elettrico, costituisce una parte fondamentale di ogni impianto di produzione dell'energia elettrica. Esso è vettore, a meno della quota parte destinata agli ausiliari di centrale, dell'intera potenza generata dalla macchina sincrona a cui è connesso. Quando il GSU transformer è fuori servizio è compromessa l'intera producibilità del gruppo ad esso associato.

Il nostro studio affidabilistico del trasformatore elevatore è stato esposto in dettaglio in un rapporto tecnico "GSU transformer" allegato come Appendice A.

Da queste brevi osservazioni si capisce che la raccolta dati per l'analisi affidabilistica riguardante questa macchina deve provenire da fonti certe, con dati ben dettagliati e in quantità sufficiente. Per il nostro lavoro abbiamo sfruttato un sondaggio svolto dall'IEEE (Survey of generator step up transformer failures)<sup>[1]</sup> nel quale si trovano più di 156 questionari compilati da responsabili di centrale americani e canadesi: ciascuno di questi contiene dettagli su un singolo guasto avvenuto ad un trasformatore elevatore di centrale a due avvolgimenti. Ogni questionario compilato contiene informazioni quali:

- "anagrafica" del trasformatore (luogo di installazione, data del guasto, costruttore, ...);
- Fase di lavoro nella quale si è manifestato il guasto (in servizio, durante manutenzione, ...);
- Cause presunte (materiali, errato progetto elettrico/meccanico, eventi atmosferici, ...);
- Parte del trasformatore interessata dal guasto (avvolgimenti, terminali, cassa esterna, ...);

---

\* Questo capitolo è una sintesi del rapporto tecnico "GSU transformer" allegato in Appendice A.



- Conseguenze del guasto (incendio, rottura della cassa, perdita del fluido di raffreddamento, ...);
- Disposizioni ed azioni post guasto.

Questa prima parte di raccolta dati è di fondamentale importanza per capire concretamente con che frequenza un guasto al trasformatore può portare fuori servizio l'intero gruppo.

In accordo a quanto svolto per le altre apparecchiature di una centrale elettrica, anche per il trasformatore siamo interessati ai soli major failures, ossia quei guasti che avvengono durante il normale esercizio della macchina e che portano ad fuori servizio immediato dell'impianto. Nel seguito, individueremo un major failure quando nel format IEEE troviamo saranno presenti le indicazioni:

- Reasons for report: failure with forced outage;

e contemporaneamente,

- When discovered: in service.

Un'altra fonte di dati utilizzata è il sondaggio Cigré<sup>[2]</sup> sui trasformatori di grossa taglia, dalla quale abbiamo potuto ricavare il tasso di guasto dei suddetti trasformatori a due avvolgimenti.

Il tasso di guasto, calcolato come il rapporto tra numero di guasti (major failures) diviso per la somma degli anni di servizio dei trasformatori presi in analisi, costituisce insieme al MTTR (mean time to repair) un dato di ingresso chiave per l'analisi effettuata della simulazione con il metodo Montecarlo, in quanto da tali parametri si deduce con quale frequenza avviene un guasto e con che tempi l'apparecchio può essere rimesso in funzione.

Un trasformatore elevatore a due avvolgimenti ha un MTTF ( mean time to failure) di più di 60 anni, che messo in relazione alle 1000 ore (circa) di un generatore rende evidente la sua robustezza, dovuta al fatto che esso è una macchina statica.

Nel rapporto tecnico allegato in Appendice A sono riportati i dettagli numerici della ricerca statistica. E' importante sottolineare alcuni risultati significativi che fanno luce su come un guasto ad un trasformatore elevatore si manifesti con gravi conseguenze.

Su 156 dati di guasto catalogati ben 81 sono accaduti durante il normale funzionamento con conseguente fuori servizio forzato (major failures).

Di questi 81 guasti 24 sono stati da noi classificati *with explosion* (con esplosione) in quanto alla voce failure location sono state spuntate almeno una delle seguenti opzioni: fire, expulsion of fluid, rupture of tank.

Questo significa che su 156 di guasti, ben il 52% (81) ha portato ad un'interruzione della produzione dell'energia elettrica con le relative conseguenze tecnico-economiche.

Più del 15% (24) dei guasti si è manifestato con un'esplosione del trasformatore; conseguenza che allunga il tempo di ripristino della macchina.

Non esistendo in letteratura ricerche e sondaggi che riportino i tempi di ripristino di un trasformatore a due avvolgimenti, abbiamo richiesto l'assistenza di un esperto in materia di trasformatori di centrale, ottenendo i seguenti dati tipici: a seguito di un'esplosione, un trasformatore non rientra in servizio prima di 12 mesi; mentre invece nel caso in cui un major failure si manifesti senza esplosione, un mese è il tempo necessario e sufficiente per riportare la macchina allo stato di operatività.

Fino a questo punto della trattazione si è sempre parlato di trasformatori sottintendendo che si trattasse di macchine a due avvolgimenti. Infatti nelle statistiche sopra citate, e quindi nei risultati riportati nel reports, non c'è alcuna traccia di dati riferiti a trasformatori a più avvolgimenti.

Questo tema, come per i tempi di ripristino, è completamente assente dai sondaggi e dalla letteratura internazionale specifica a riguardo. Non esistono statistiche che si riferiscano nello specifico a trasformatori a più avvolgimenti.

Tuttavia, per il presente studio è di fondamentale importanza non trascurare la possibilità che in un impianto di produzione si possa installare un trasformatore a tre avvolgimenti al posto di due trasformatori a due. Si pensi per esempio al caso di un impianto a ciclo combinato: è intuitivo pensare che collegare i generatori di entrambe le turbine (gas e vapore) ad un solo trasformatore a tre avvolgimenti comporti dei notevoli benefici economici ma allo stesso tempo degli svantaggi affidabilistici. A fronte di un guasto su uno qualsiasi dei tre avvolgimenti sarebbe, infatti, compromessa la producibilità dell'intero gruppo combinato: gas e vapore.

E' per questi motivi che si è deciso di soffermarci attentamente su questo punto e studiare un metodo tecnico-analitico per ottenere una statistica associata al trasformatore a tre avvolgimenti del tutto simmetrica a quella analizzata per quello a due avvolgimenti.

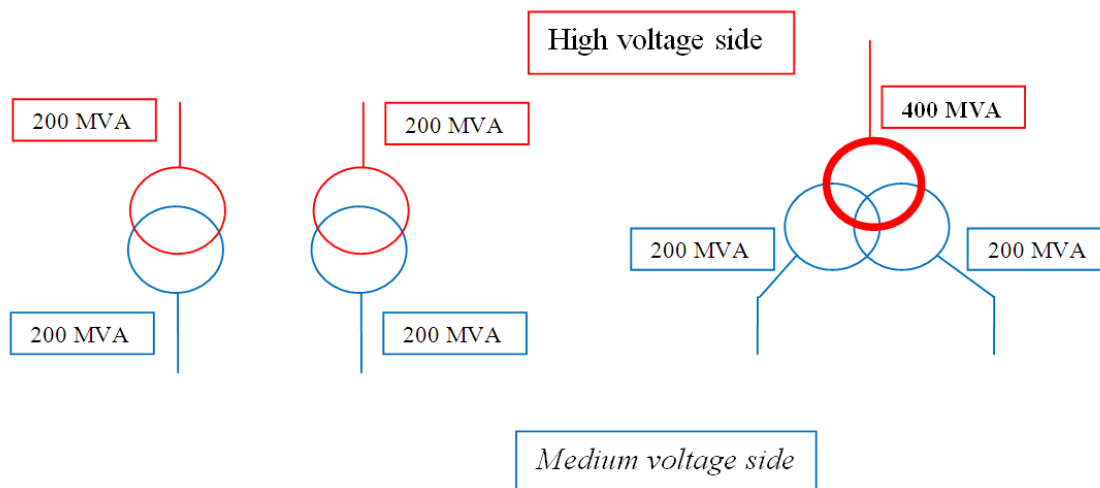


Fig.2.1: GSU trasformatori due e tre avvolgimenti

La figura riportata sopra rappresenta due possibili soluzioni che si possono trovare in un impianto (nella figura, come esempio, 200 MVA). La prima soluzione (2\*2avvolgimenti) è sicuramente più dispendiosa ma più affidabile mentre la seconda soluzione (1\*3avvolgimenti) sarà più economica e meno affidabile.

Verranno riportati di seguito i fondamenti dell'approccio con il quale si è affrontato il parallelismo tra le due analisi statistiche e successivamente si sottolineeranno i risultati principali ottenuti.

Il concetto base è la proporzionalità tra il numero di guasti riguardanti il trasformatore a due avvolgimenti e il trasformatore a tre, essa si esprime con l'equazione:

$$\#_3 = K_x * \#_2$$

$\#_3$ : numero di guasti trasformatore tre avvolgimenti

$\#_2$ : numero di guasti trasformatore due avvolgimenti

$K_x$ : coefficiente di trasposizione (differente per ciascun componente interessato dal guasto)

A seguito del colloquio con l'esperto di trasformatori e a seguito di alcune analisi tecniche riportate in dettaglio in Appendice A, si è giunti ad una stima per ciascun  $K_x$  relativo ad un componente del trasformatore.

Per esempio, il coefficiente di trasposizione relativo ai terminali di media tensione vale  $K_{MV-B}=2$  in quanto per ogni fase del trasformatore a tre avvolgimenti avremo il doppio dei terminali rispetto al relativo trasformatore a due avvolgimenti. Ciò significa che, per ogni guasto riguardante i terminali di un trasformatore a due avvolgimenti ne avremo due associati al parallelo trasformatore a tre.

In modo simile, sono stati stimati cinque coefficienti di trasposizione:

- $K_{MV-B}$ : coefficiente per i terminali di media tensione
- $K_{HV-B}$ : coefficiente per i terminali di alta tensione
- $K_{TANK}$ : coefficiente per la cassa
- $K_{HV-W}$ : coefficiente per gli avvolgimenti di alta e media tensione.

Quest'ultimo coefficiente merita un approfondimento: l'analisi basata sulla potenza di dimensionamento del trasformatore e quindi sulla quantità di materiale impiegato per la sua costruzione, ha portato a stimare due valori di  $K_{HV-W}$ . Al primo di questi siamo giunti mediante un puro procedimento sistematico e quindi teorico assumendo il valore 1,6818. Ossia al trasformatore a tre avvolgimenti accadono il 68% di guasti in più rispetto all'associato trasformatore a due.

Il secondo valore proviene fondamentalmente dal primo apportando una correzione empirica su suggerimento dell'esperto  $K_{HV-W} = 1,6245$ .

Senza entrare nei dettagli matematici (riportati nel report in Appendice A) si può affermare che la quantità di materiale in un trasformatore, proporzionale al tasso di guasto (secondo la statistica IEEE), è proporzionale alla potenza di dimensionamento della macchina, elevata ad un certo coefficiente.

Con riferimento alle potenze dei trasformatori della figura precedente:

$$1,6818 = \left(\frac{400}{200}\right)^{0,75} \rightarrow \left(\frac{400}{200}\right)^{0,7} = 1,6245$$

Qui si nota la correzione avvenuta a seguito del colloquio con l'esperto: infatti all'esponente del rapporto tra le potenze non c'è 0,75, come la teoria vorrebbe ma 0,7.

In sostanza la quantità di materiale in un trasformatore a tre avvolgimenti, che ha potenza nominale doppia dell'associato trasformatore a due avvolgimenti, non è il doppio, ma nemmeno il 68,18 % in più come la teoria vorrebbe, ma è il 62,45% in più. Per questo motivo ad un trasformatore a tre avvolgimenti ogni qualvolta il materiale è il responsabile del guasto avverranno il 62,45 % di guasti in più rispetto all'associato trasformatore a due avvolgimenti.

Applicando i risultati di questa analisi, risulta che agli 81 guasti avvenuti in trasformatori a due avvolgimenti ne corrisponderebbero 106 avvenuti al corrispondente trasformatore a tre avvolgimenti. Il rapporto  $106/81=1,3086$  permette quindi di ottenere i parametri affidabilistici a noi utili (MTTF e MTTR) sia per il trasformatore a due avvolgimenti che per il trasformatore a tre avvolgimenti.

Obiettivo principale del nostro lavoro è quello di dimostrare i benefici tecnico-economici apportati dal GCB (Generator Circuit Breaker) se installato in un impianto di produzione dell'energia elettrica. Sin da questa prima parte relativa al trasformatore elevatore si sono analizzati i vantaggi

che l'interruttore di macchina porta. E' intuitivo che la presenza o meno dell'interruttore non possa avere riscontri sulla vita utile del trasformatore ma esso influisce fortemente sui tempi di ripristino a seguito di un guasto. L'intervento tempestivo dell'interruttore a seguito di un cortocircuito evita infatti (nell'80% dei casi) che le pressioni all'interno della cassa del trasformatore raggiungano valori tali da portare ad un esplosione.

Come visto in precedenza se il trasformatore esplose è necessario un fermo macchina di un anno, altrimenti è sufficiente un mese.

In Appendice A sono riportati i dettagli dei calcoli: il risultato significativo è il seguente:

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{MTTR}_2 = 3109 \text{ ore (due avvolgimenti)} \\ \text{Senza GCB:} \\ \text{MTTR}_3 = 3154 \text{ ore (tre avvolgimenti)} \end{array} \right.$$
  
$$\left\{ \begin{array}{l} \text{MTTR}_2 = 1206 \text{ ore (due avvolgimenti)} \\ \text{Con GCB:} \\ \text{MTTR}_3 = 1215 \text{ ore (tre avvolgimenti)} \end{array} \right.$$

Si nota la riduzione del tempo medio al ripristino apportata dalla presenza del GCB. E' altrettanto importante sottolineare come l'installazione dell'interruttore di macchina riduca del 48% la differenza tra i MTTR dei due tipi di trasformatori.

# CAPITOLO III\*\*

## **DATABASE GENERATORI**

In ogni centrale elettrica è presente un registro nel quale vengono riportati tutti gli eventi che accadono durante la vita della centrale. In questo registro, ogni evento è catalogato con un numero identificativo, durata e descrizione di esso. Il nostro scopo è stato quello di selezionare l'area di eventi di nostro interesse avendo a disposizione un vastissimo campione. Questo filtro è stato fondamentale, in quanto in un registro eventi di centrale molte delle note erano superflue per il nostro fine.

La nostra attenzione è stata rivolta ad eventi che hanno portato all' indisponibilità totale o parziale delle potenza erogata verso la rete (Major Failure), causata dai soli guasti dei componenti che strutturano un impianto di produzione di energia elettrica; trasformatore, generatore elettrico, turbina (gas e vapore) componenti delle turbine, sezionatori sbarre, ecc.

Partendo dai registri di centrali, per un campione di 131 anni di storia, sono stati esclusi eventi che portano all' indisponibilità dell'impianto causati da:

- eventi esterni;
- manutenzione;
- sciopero;
- eventi climatici;
- fermate imposte per ristrutturazione e ammodernamento .

Gli eventi restanti, major failure, causati da guasti relativi a componenti dell'impianto sono stati importati in un foglio di lavoro excel e catalogati con i seguenti dati:

- nome dell' impianto;
- parte dell' impianto (generatore, trasformatore, interruttore, sezionatore....);
- data ;
- durata;
- potenza indisponibile;
- descrizione evento;
- tipo (meccanico o elettrico).

---

\*\* Questo capitolo è una sintesi del rapporto tecnico "Generator database" allegato in Appendice B.

La realizzazione del database<sup>[1]</sup> ci ha permesso di ricavare in modo dettagliato i parametri di affidabilità ( MTTF, MTTR, DISPONIBILITA' ) globali e per gruppi di centrali.

Si è realizzato un file nel quale per ogni centrale si hanno tutte le caratteristiche:

- nome centrale;
- numero generatori;
- tipo di centrale;
- potenza;
- durata di osservazione;
- numero di major failures divisi in meccanici e elettrici.

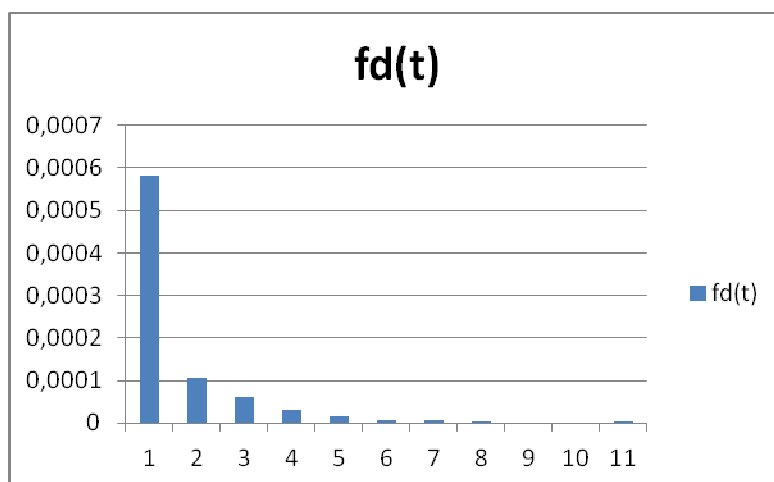
Lo studio dei parametri di affidabilità è stato effettuato sulla base di diverse classificazioni, ognuna focalizzata su diverse aree di failure:

- ANALISI A, comprende tutti i failures;
- ANALISI B, comprende il generatore e i suoi componenti (turbina caldaie tubazioni.....) ;
- ANALISI C, comprende generatore, trasformatore servizi ausiliari, trasformatore principale, sezionatori, interruttori, montante rigido, blocco rete, load rejection;
- ANALISI D, comprende trasformatore servizi ausiliari, trasformatore principale, sezionatori, interruttori, montante rigido, blocco rete, load rejection;
- -ANALISI E; comprende generatore, blocco rete, load rejection.

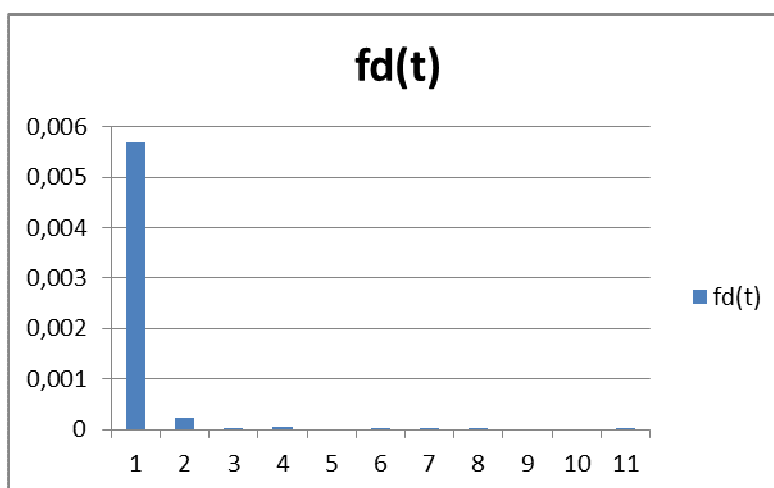
In particolare è interessante calcolare i parametri di affidabilità del gruppo generatore. Con gruppo generatore si identificano tutti i componenti necessari per la trasformazione di energia termica-meccanica in energia elettrica: turbina, apparecchiatura turbina ( caldaie, bruciatori.....), generatore elettrico. Tali parametri sono relativi all'ANALISI E:

- $MTTF(h)=1332.74$ ;
- $MTTR(h)=49.86$ .

I dati relativi a tutte le centrali sono poi stati suddivisi a seconda del tipo di impianto e della presenza o meno dell'interruttore di macchina. La distribuzione dei dati è stata poi analizzata in modo statistico: probabilità di distribuzione, tasso di guasto, istogrammi e intervalli di confidenza<sup>[2]</sup>. Partendo dalle analisi precedenti si è creato un istogramma classificando la frequenza dei failures negli intervalli di tempo. Il calcolo della densità di probabilità e del tasso di guasto ci ha permesso di identificare la funzione di distribuzione relativa ai TTF e ai TTR, associando ai TTF una distribuzione esponenziale e ai TTR una distribuzione normale.



Graf.3.1: distribuzione TTF



Graf.3.2: distribuzione TTR

Per dare maggiore affidabilità a questo studio, visto la modesta lunghezza del campione delle centrali con interruttore di macchina (solo centrali a vapore), si è utilizzato un intervallo di confidenza per avere una stima affidabile del valore dei parametri di affidabilità. Particolare attenzione è stata data all'influenza introdotta dall'interruttore di macchina sui parametri. L'installazione dell' interruttore di macchina riduce il tempo medio al ripristino, MTTR. Inoltre esso ha una pesante influenza sulla riduzione dei guasti elettrici ma non su quelli di natura meccanica. Allo scopo di valutare l'influenza del GCB, abbiamo confrontato le centrali con montante rigido e con interruttore di macchina, calcolando la riduzione del tempo medio al ripristino dei guasti elettrici.



L'analisi statistica ci ha permesso di calcolare i parametri di affidabilità dei generatori con turbina a gas e a vapore. I valori di MTTR riportati in tabella sono divisi tra centrali con montante rigido e interruttore di macchina.

COMPONENT	TYPE	MTTF [h]	MTTR [h] without GCB	MTTR [h] with GCB
GENERATOR	STEAM TURBINE	1240,58	40,16734	34,88754
	GAS TURBINE	581.86	115.76	97.89

Tab.3.1: parametri

Come vedremo nei capitoli successivi, questo approccio verrà modificato calcolando i parametri di nostro interesse in modo più accurato.

# CAPITOLO IV<sup>\*\*\*</sup>

## **POWER PLANT WORKBENCH**

PPW è il software di simulazione utilizzato per lo studio degli impianti di produzione di energia elettrica a ciclo combinato. Esso permette di simulare multipli cicli di vita del sistema in analisi e di ottenere previsioni sui guasti, sulle riparazioni, sulla manutenzione e sulle parti di ricambio necessarie. Le simulazioni realizzate sono poi utilizzate per considerazioni di tipo economico (analisi economica).

Il software permette di simulare tutte le situazioni di guasto che si possono verificare, l'isolamento del componente che lo ha causato e il tempo necessario per l'operazione. Esso tiene inoltre conto degli eventuali fallimenti in apertura e in chiusura degli interruttori, del comportamento dei generatori e dei servizi ausiliari.

I generatori possono trovarsi in uno dei seguenti stati:

- UP, in servizio erogando il 100% della potenza nominale;
- UP, in servizio erogando una parte della potenza nominale;
- SHUTDOWN MODE, senza fornire energia.

Lo stato del generatore dipende dalla richiesta della rete, dallo stato dei componenti e dalla connessione dei servizi ausiliari. In condizioni normali, parte della potenza prodotta dal generatore è diretta verso i servizi ausiliari passando attraverso i trasformatori ausiliari. Nel caso in cui il generatore non sia in grado di fornire potenza ai servizi ausiliari, essi devono essere alimentati da un sistema di backup (rete o altro generatore). Questo aspetto risulterà importante per l'analisi economica. La potenza richiesta dai servizi ausiliari dipende strettamente dallo stato del generatore associato. In caso di UP o di SHUTDOWN le potenze dirette verso i servizi ausiliari sono infatti diverse.

Il primo passo dell'analisi consiste nel disegnare e descrivere lo schema unifilare dell'impianto. Si passa poi alla caratterizzazione dei componenti e dell'impianto:

- potenze di ogni singolo generatore;
- tempo di analisi del comportamento della centrale;

---

<sup>\*\*\*</sup> Questo capitolo è una sintesi del rapporto tecnico "Input for the Monte Carlo method" allegato in Appendice C.

- numero di histories (precisione della simulazione);
- percentuale di produzione in partial operation state;
- probabilità dell'interruttore in alta tensione di fallire il parallelo con la rete;
- probabilità dell' eventuale interruttore di macchina di fallire il parallelo;
- probabilità di fallimento nel trasferimento di potenza fra sistemi ausiliari;
- probabilità di avere un guasto all'unità di generazione indotto da un guasto al trasformatore elevatore;
- fattore di incremento del tempo di riparazione del generatore in seguito ad un fallimento in apertura dell'interruttore di macchina ;
- probabilità dell' interruttore di macchina di fallire la manovra di apertura;
- probabilità di fallimento su richiesta del gruppo elettrogeno;
- fattore di incremento del tempo di riparazione del generatore in seguito ad un fallimento del gruppo elettrogeno;
- definizione sorgenti di riserva dei servizi ausiliari;
- manutenzione preventiva dei generatori.

Per ognuno dei componenti si definiscono le distribuzioni dei TTF e dei TTR e i corrispondenti parametri. I parametri e le distribuzioni previste sono le seguenti :

Distribuzione	Parametro 1	Parametro 2
esponenziale	MTTF/MTTR	
weibull	parametro di scala	parametro di forma
normale	valore medio	deviazione standard
lognormale	valore medio	deviazione standard

Tab.4.1: caratteristiche input componenti

Inoltre per ogni componente è possibile inserire:

- switching time ( tempo apertura / chiusura);
- probabilità che l'interruttore fallisca all' apertura o alla chiusura.

Il software è in grado di simulare schemi di impianto caratterizzati dalla presenza dell' interruttore di macchina. L'introduzione del componente è vantaggiosa dal punto di vista dell'affidabilità dell'impianto, a causa della possibilità di fornire potenza ai servizi ausiliari dalla rete principale anche quando l'unità di generazione si trova nello stato di shutdown e isolata dall' interruttore di macchina.

L'installazione dell' interruttore di macchina introduce:

- una riduzione dei tempi medi al ripristino dei generatori (MTTR); il GCB riduce la gravosità dei guasti elettrici, ovvero attraverso la presenza di quest'ultimo si riducono i danni che il generatore subisce per effetto di un guasto elettrico, e di conseguenza il tempo impiegato per il ripristino. E' importante sottolineare la natura elettrica del guasto, in quanto guasti meccanici relativi al generatore non possono essere limitati dall' interruttore di macchina (rottura tubi, parti meccaniche....)..
- un aumento dei tempi medi al guasto dei trasformatori principali e quelli dei servizi ausiliari; in questo caso la presenza dell'interruttore di macchina diminuisce i guasti che portano all'esplosione del trasformatore, aumentando invece i guasti che provocano danni ripristinabili al trasformatore ( vedi paragrafi trasformatori, generatori ).

## **INPUT PER LE SIMULAZIONI**

Nel report INPUT FOR SIMULATION WITH THE MONTE CARLO METHOD sono riassunti tutti i parametri relativi ai componenti che vengono utilizzati negli impianti simulati dal software PPW.

I componenti simulati negli schemi sono i seguenti :

- interruttori altissima tensione (EHV CB air insulated substation);
- interruttori alta tensione (HV CB air insulated substation );
- sbarre altissima tensione (BUSBAR EHV air insulated substation);
- sbarre alta tensione (BUSBAR HV air insulated substation);
- sbarre media tensione (BUSBAR MV air insulated substation);
- sezionatori altissima tensione (DISCONNECTOR EHV air insulated substation);
- sezionatori alta tensione (DISCONNECTOR HV air insulated substation);
- interruttore di macchina (GCB generator circuit breaker);
- generatori ( steam turbine, gas turbine);
- trasformatori ( step up, unit, station).

E' importante sottolineare l'origine dei dati utilizzati nelle simulazioni e le distribuzioni associate ad essi: per quanto riguarda interruttori, sbarre e sezionatori, i relativi parametri sono stati ricercati ed elaborati in letteratura. Nel report allegato ( Appendice C è spiegato il modo in cui questi dati sono stati elaborati e il riferimento bibliografico di provenienza. Inoltre sono presenti anche i parametri relativi alla tecnologia gas insulated sub station (GIS).

Nelle simulazioni si è adottata la sottostazione AIS (air insulated swirhgear). Qui riportiamo i dati relativi a sbarre interruttori e sezionatori con tecnologia AIS:

Component	MTTR(h)	MTTF(h)	PROBABILITY FAIL TO OPEN [FAIL. /10000 CO]	PROBABILITY FAIL TO CLOSE [FAIL. /10000 CO]
EHV CB <sup>4</sup>	162.5	723941	0.637	1.128
HV CB <sup>5</sup>	51.1	1287720	0.204	0.781
EHV BUSBAR <sup>6</sup>	199.9	1135150		
HV BUSBAR <sup>7</sup>	23.2	8929625		
EHV DISCONNECTOR <sup>8</sup>	31.2	1238345		
HV DISCONENCTOR <sup>9</sup>	25.3	2284323		
MV CB <sup>10</sup>	73.72	730000	5.98e-01	3.32e-01
AUX CB <sup>11</sup>	73.72	730000	5.98e-01	3.32e-01

Tab.4.2: input componenti simulazioni

Per le sbarre in media tensione, è stata implementata una formula che calcola i parametri in funzione degli interruttori connessi alla sbarra.

Modeling Example (referred to LaCasella)

Component	CB MODELIZED	CB NOT MODELIZED	MTTF(h)	MTTR(h)
MV1 BUSBARS	2	3	235484	145
AUX1BUSBARS	2	2	347619	145
MV2 BUSBARS	2	5	143137	145
AUX2 BUSBARS	2	1	663636	145

Tab.4.3: calcolo input sbarre MV

I dati relativi a interruttore di macchina trasformatori e generatori derivano direttamente dall'analisi da noi svolta, spiegata nei capitoli precedenti:

-trasformatori;

COMPONENT	TYPE	HIGHEST VOLTAGE [kV]	MTTF [h]	MTTR [h] without GCB	MTTR [h] with GCB
GSU TRANSFORMER	2windings	60-100	721240	3109	1206
		100-300	608820		
		300-700	296589		
		global	520932		
	3windings	60-100	551154	3154	1215
		100-300	465245		
		300-700	226646		
		global	398088		

Tab.4.4: input step up transformer

COMPONENT	TYPE	MTTF [h]	MTTR [h] without GCB	MTTR [h] with GCB
UNIT TRANS.	2 windings	265613	435,53	168,94
	3windings	202975	441,83	170,2

Tab.4.5: input unit transformer

COMPONENT	TYPE	MTTF [h]	MTTR [h] without GCB	MTTR [h] with GCB
STAT. TRANS.	2 windings	192720	39,3	
	3windings	147272	39,87	

Tab.4.6: input station transformer

-generatori;

COMPONENT	TYPE	MTTF [h]	MTTR [h] without GCB	MTTR [h] with GCB
GENERATOR	STEAM TURBINE	1240,58	40,16734	34,88754
	GAS TURBINE	581.86	115.76	97.89

Tab.4.7: input generator

-interruttore di macchina;

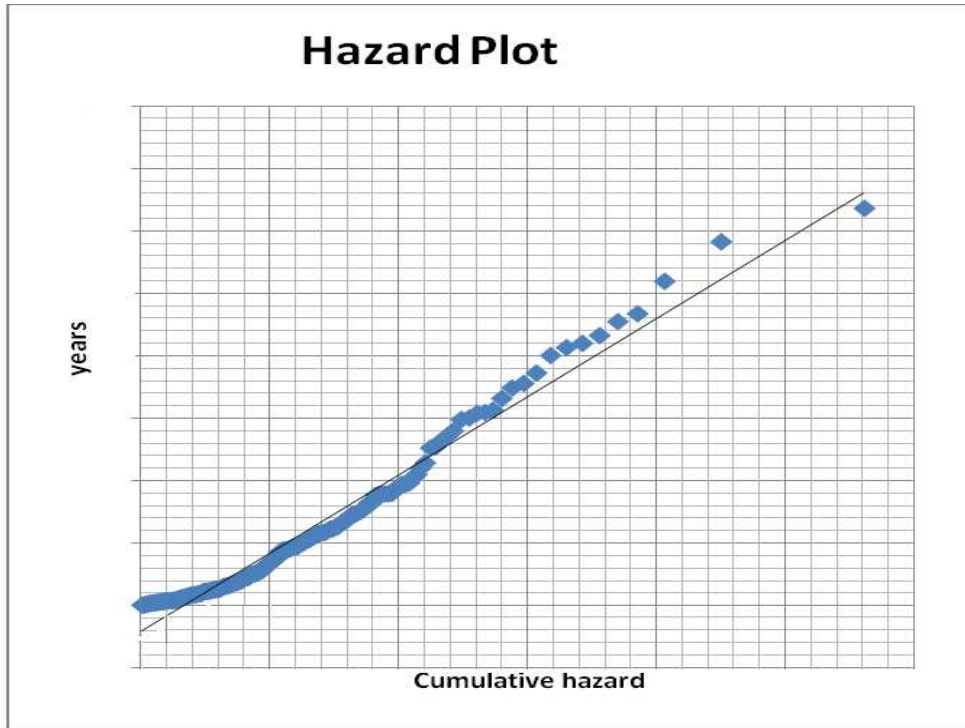
Per i componenti sopra descritti, nella simulazione è stata utilizzata una distribuzione esponenziale per i time to failure (TTF) e una distribuzione normale con deviazione standard per i time to repair (TTR). Come vediamo, con l'installazione dell'interruttore di macchina si riduce il tempo medio al ripristino.

Tutti i parametri con le relative distribuzioni associate e i loro riferimenti bibliografici sono stati riportati in un foglio excel:

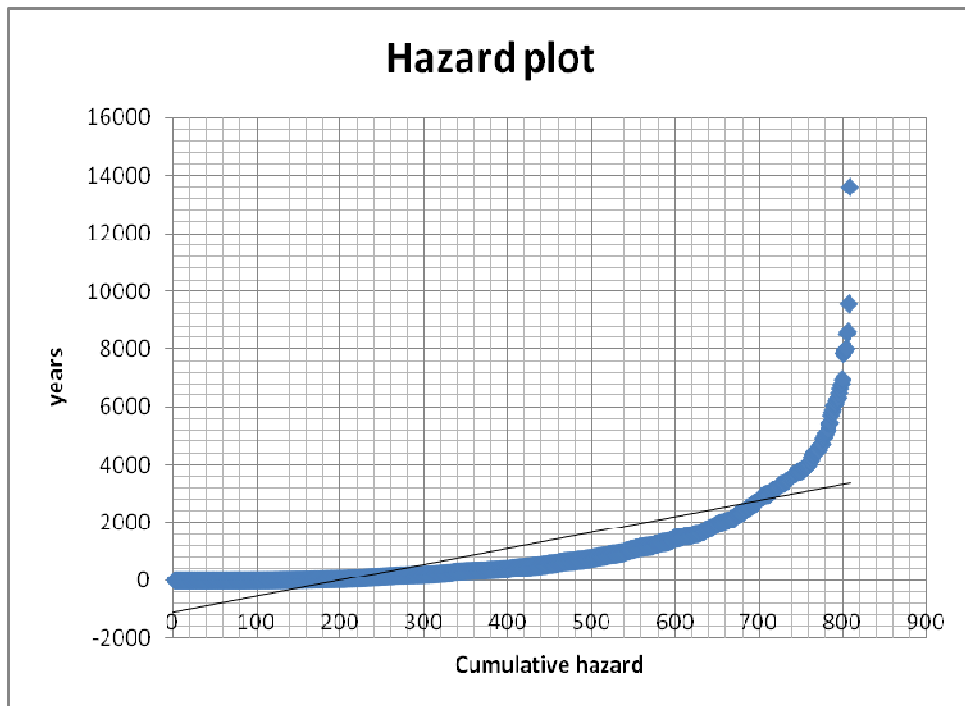
COMPONENT	TYPE	HIGHEST VOLTAGE [kV]	NUMBER OF CBs connected to busbar	CB NOT MODELLED	MTTF [h]	MTTR [h] without GCB	MTTR [h] with GCB	PROBABILITY FAIL TO OPEN [FAIL./10000 CO]	PROBABILITY FAIL TO CLOSE [FAIL./10000 CO]	FAILURE DISTRIBUTION	REPAIR DISTRIBUTION	REFERENCES
GSU TRANSFORMER	2 windings	60-100			721240	3109	1206					[2]
		100-300			608820							[2]
		300-700			296589							[2]
		global			520932							[2]
	3 windings	60-100			551154	3154	1215					[2]
		100-300			465245							[2]
		300-700			226646							[2]
	global			398088							[2]	
GENERATOR	STEAM TURBINE				1240,58	45,585	38,55					[5]
	GAS TURBINE											[5],[6]

Tab.4.8: riassunto input

Sucessivamente, abbiamo voluto valutare l'accuratezza dei risultati ottenuti dalle nostre analisi (generatori, trasformatori, GCB). A tale scopo abbiamo utilizzato il "cumulative hazard plot". Come spiegato nel report (appendice C), graficando il cumulative hazard plot, l'andamento della figura rappresenta il tasso di guasto in funzione del tempo. Se l'andamento è rettilineo si ha un tasso di guasto costante, concavo crescente, convesso decrescente.



Graf.4.1: TTF all GCBs



Graf.4.2: TTF all generators



Come si vede dai grafici, l'andamento del cumulative hazard plot dei generatori non corrisponde ad un tasso di guasto costante. Inoltre nell'analisi dell'interruttore di macchina si sono presi in considerazione tutti i tipi di GCBs, mentre per le nostre simulazioni vengono utilizzati solo quelli con tecnologia più recente (interruzione in SF<sub>6</sub> e comando idraulico). Nonostante i dati elaborati fino a questo momento siano abbastanza accurati da poter essere già utilizzati per le simulazioni, abbiamo voluto approfondire l'analisi per poter fornire input di maggiore qualità per le simulazioni.

## **GCB**

Dal lavoro di analisi e ricerca svolto precedentemente abbiamo a disposizione tutti i dati e le informazioni per utilizzare un programma di fitting e ricavare la distribuzione che meglio approssima i dati a nostra disposizione.

Abbiamo suddiviso i dati per tipo di tecnologia e calcolato la distribuzione migliore per TTF:

- DR(airblast) TTF distribution
- SF<sub>6</sub> pneumatic TTF distribution
- SF<sub>6</sub> hydraulically TTF distribution

Il TTR è assunto con distribuzione normale. E' stata creata una tabella riassuntiva per gli input delle simulazioni, aggiornata secondo lo studio citato precedentemente.

# GENERATORI

Analogo studio è stato fatto per i generatori, dividendo il modello in due sottoblocchi rappresentativi dei guasti di natura elettrica e di natura meccanica. Questa divisione è stata fatta perché la presenza dell'interruttore di macchina riduce il tempo medio al ripristino dei guasti elettrici vissuti dal generatore. Partendo dall'analisi sui dati relativi ai generatori (generator failure database) è stato possibile dividere TTF elettrici e meccanici, TTR elettrici e meccanici, classificati in base alla presenza o meno del GCB e al tipo di generatore (gas o vapore). Per i TTR elettrici con e senza GCB abbiamo preso in considerazione gli stessi valori sia per le turbine a gas sia per quelle a vapore, in quanto lo schema elettrico si può considerare lo stesso. Tale considerazione non vale invece per la parte meccanica.

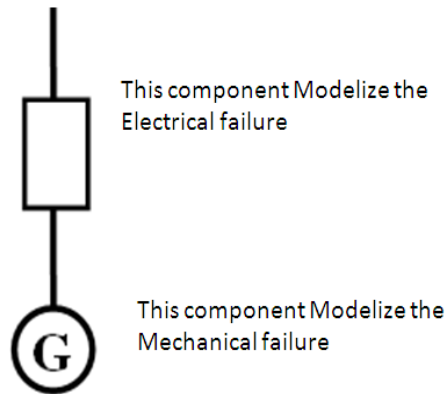


Fig.4.1: Modello generatore

Come per il GCB, è stato utilizzato il fitting dei dati per ottenere la migliore distribuzione associata:

DISTRIBUTION					exponential	lognormal: 1) mean time for normal 2) standard deviation for normal	lognormal: 1) mean time for normal 2) standard deviation for normal	exponential	lognormal: 1) mean time for normal 2) standard deviation for normal	
COMPONENT	TYPE	HIGHEST VOLTAGE [kV]			MTTFe [h]	MTTRe [h] without GCB	MTTRe [h] with GCB	MTTFm [h]	MTTRm [h]	REFERENCES
GENERATOR	STEAM TURBINE				7858	1=0.4598338 2=2.080074	1=-0.9373872 2=0.3822462	1214	1=1.400609 2=2.199894	[5],[12]
DISTRIBUTION					exponential	lognormal: 1) mean time for normal 2) standard deviation for normal	lognormal: 1) mean time for normal 2) standard deviation for normal	exponential	normal with deviation =0.1	
COMPONENT	TYPE	HIGHEST VOLTAGE [kV]			MTTFe [h]	MTTRe [h] without GCB	MTTRe [h] with GCB	MTTFm [h]	MTTRm [h]	REFERENCES
GENERATOR	GAS TURBINE				5000,081797	1=0.4598338 2=2.080074	1=-0.9373872 2=0.3822462	658,5	103,5	[5],[12],[6]

Tab.4.9: input generatori

## TRASFORMATORI

Il modello del trasformatore è caratterizzato da un solo blocco che rappresenta i guasti vissuti dal componente. Quello che abbiamo realizzato è un modello identificato da due sottoblocchi, che rappresentano rispettivamente i guasti che hanno portato all'esplosione e i guasti che hanno portato a danni a parti del trasformatore. Questa divisione è molto importante, perché negli impianti con la presenza dell' interruttore di macchina si riducono i guasti con esplosione, e in corrispondenza aumentano i guasti senza esplosione. Quindi si può effettuare una valutazione diretta dei benefici introdotti dall'interruttore di macchina..

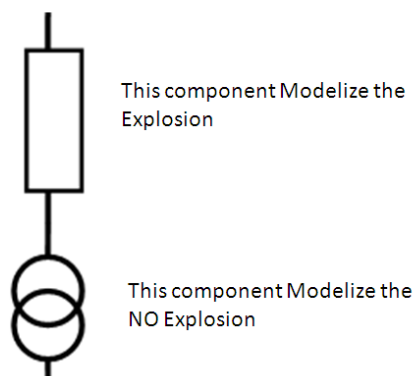


Fig.4.2: Modello trasformatore

Per elaborare i dati, è stato ancora una volta creato un programma in excel che calcola i parametri di input del software di simulazione in funzione della potenza e del tipo di trasformatore (step up, station, auxiliary). Come visto nei capitoli precedenti, la distribuzione dei TTF relativa ai trasformatori si può considerare esponenziale, mentre ai TTR si associa una distribuzione normale.

Tabella riassuntiva input trasformatori, i dati sono riferiti alle potenze utilizzate nelle simulazioni:

DISTRIBUTION				exponential	exponential	exponential	exponential	normal with deviation =0.1	normal with deviation =0.1	
COMPONENT	TYPE	HIGHEST VOLTAGE [kV]		MTTF with explotion [h]	MTTF with explotion [h]	MTTF NO explotion [h]	MTTF NO explotion [h]	MITTR [h] EXPLOSION	MITTR [h] NO EXPLOSION	REFERENCES
GSU TRANSFORMER	2 windings	60-100		2434185	12170925	1024920	766672	8760	730	[12],[1],[2]
		100-300		2054768	10273838	865165	647171			[12],[1],[2]
		300-700		1000986	5004932	421468	315271			[12],[1],[2]
		global		1758168	8790841	740281	553754			[12],[1],[2]
	3 windings	60-100		1825639	9128194	789465	586551	8760	730	[12],[1],[2]
		100-300		1541076	7705378	666411	495125			[12],[1],[2]
		300-700		750740	3753699	324644	241202			[12],[1],[2]
		global		1318626	6593131	570217	423655			[12],[1],[2]
UNIT TRANS.	2 windings			896444	4482219	377450	282345	5840	435,53	[12],[1],[2]
	3windings			672333	3361665	290739	216011	5840	435,53	[12],[1],[2]
STAT. TRANS.	2 windings			650430		273865		5840	39,3	[12],[1],[2]
	3windings			487823		210950		5840	39,3	[12],[1],[2]

Tab.4.10: input trasformatori

Tutti gli input dei componenti utilizzati nella simulazioni degli impianti sono stati poi riassunti in un unico foglio di lavoro excel :

DISTRIBUTION				exponential	exponential	exponential	exponential	normal with deviation =0.1	normal with deviation =0.1			
COMPONENT	TYPE	HIGHEST VOLTAGE [kV]		MTTF with exploitation [h]	MTTF with exploitation [h]	MTTF NO exploitation [h]	MTTF NO exploitation [h]	MTTR [h] EXPLOTTION	MTTR [h] NO EXPLOTTION	REFERENCES		
GSU TRANSFORMER	2 windings	60-100		2434185	12170925	1024920	766672	8760	730	[12],[1],[2]		
		100-300		2054768	10273838	865165	647171			[12],[1],[2]		
		300-700		1000986	5004932	421468	315271			[12],[1],[2]		
	3 windings	global		1758168	8790841	740281	553754			[12],[1],[2]		
		60-100		1825639	9128194	789465	586551	8760	730	[12],[1],[2]		
		100-300		1541076	7705378	666411	495125			[12],[1],[2]		
300-700		750740	3753699	324644	241202	[12],[1],[2]						
	global		1318626	6593131	570217	423655			[12],[1],[2]			
UNIT TRANS.	2 windings		896444	4482219	377450	282345	5840	435,53	[12],[1],[2]			
	3 windings		672333	3361665	290739	216011	5840	435,53	[12],[1],[2]			
STAT. TRANS.	2 windings		650430		273865		5840	39,3	[12],[1],[2]			
	3 windings		487823		210950		5840	39,3	[12],[1],[2]			
DISTRIBUTION				exponential	lognormal: 1) mean time for normal 2) standard deviation for normal	lognormal: 1) mean time for normal 2) standard deviation for normal	exponential	lognormal: 1) mean time for normal 2) standard deviation for normal				
COMPONENT	TYPE	HIGHEST VOLTAGE [kV]		MTTFe [h]	MTTRe [h] without GCB	MTTRe [h] with GCB	MTTFm [h]	MTTRm [h]		REFERENCES		
GENERATOR	STEAM TURBINE			7858	1=0.4598338 2=2.080074	1=0.9373872 2=0.3822462	1214	1=1.400609 2=2.199894		[5],[12]		
DISTRIBUTION				exponential	lognormal: 1) mean time for normal 2) standard deviation for normal	lognormal: 1) mean time for normal 2) standard deviation for normal	exponential	normal with deviation =0.1				
COMPONENT	TYPE	HIGHEST VOLTAGE [kV]		MTTFe [h]	MTTRe [h] without GCB	MTTRe [h] with GCB	MTTFm [h]	MTTRm [h]		REFERENCES		
GENERATOR	GAS TURBINE			5000,081797	1=0.4598338 2=2.080074	1=0.9373872 2=0.3822462	658,5	103,5		[5],[12],[6]		
COMPONENT	TYPE	HIGHEST VOLTAGE [kV]	NUMBER OF CBs connected to	CB NOT MODELLED	MTTF [h]	MTTR [h] without GCB	MTTR [h] with GCB	PROBABILITY FAIL TO OPEN [FAIL / 10000 CO]	PROBABILITY FAIL TO CLOSE [FAIL / 10000 CO]	FAILURE DISTRIBUTION	REPAIR DISTRIBUTION	REFERENCES
EHV CB	GIS				1395249	264		0,637	1,128	exponential	normal with deviation 0.1	[7],[4]
	AIS				723941	162,5		0,637	1,128	exponential	normal with deviation 0.1	[4]
HV CB	GIS				4367380	144		0,204	0,781	exponential	normal with deviation 0.1	[7],[4]
	AIS				1287720	51,1		0,204	0,781	exponential	normal with deviation 0.1	[4]
MV CB	AIS				730000	73,72		5,98E-01	3,32E-01	exponential	normal with deviation 0.1	[1],[10]
AUX CB	AIS				730000	73,72		5,98E-01	3,32E-01	exponential	normal with deviation 0.1	[1],[10]
EHV BUSBAR	GIS				1297906	179				exponential	normal with deviation 0.1	[7]
	AIS				1135150	199,9				exponential	normal with deviation 0.1	[11]
HV BUSBAR	GIS				15157376	144				exponential	normal with deviation 0.1	[7]
	AIS				8929625	23,2				exponential	normal with deviation 0.1	[11]
MV BUSBAR	AIS		4	1	608333	145				exponential	normal with deviation 0.1	[10]
AUX BUSBAR	AIS		3	1	634783	145				exponential	normal with deviation 0.1	[10]
	GIS				3720664	192				exponential	normal with deviation 0.1	[7]
DISCONNECTOR EHV	AIS				1238345	31,2				exponential	normal with deviation 0.1	[11]
	GIS				22406557	240				exponential	normal with deviation 0.1	[7]
DISCONNECTOR HV	AIS				2284323	25,3				exponential	normal with deviation 0.1	[11]

Tab.4.11: input per le simulazioni

# CAPITOLO V

## **SIMULAZIONI CON IL METODO MONTE CARLO DELLA VITA UTILE DELLE CENTRALI**

In questo capitolo si descrivono le simulazioni con il metodo Monte Carlo, utilizzate per valutare i miglioramenti nella disponibilità dell'impianto di generazione ottenibili in conseguenza dell'installazione dell'interruttore di macchina a protezione dei generatori.

Una tale valutazione viene spesso richiesta dagli operatori di centrale (potenziali clienti a cui è rivolta l'offerta di prodotti ABB).

In particolare, le simulazioni riguarderanno gli impianti a ciclo combinato, perché rappresentano il caso più frequente per le nuove realizzazioni.

Le simulazioni sono volte a confrontare le diverse soluzioni impiantistiche individuando quelle più vantaggiose e a verificare, attraverso i nuovi modelli realizzati, i benefici introdotti dall'interruttore di macchina.

Il punto di partenza per le simulazioni è costituito dagli schemi d'impianto inviati dal cliente. Nel presente studio, abbiamo esaminato schemi a tre generatori (2 turbine a gas 1 a vapore) e a sei generatori (4 turbine a gas 2 a vapore).

Lo studio è stato diviso in due parti:

- soluzione con tre generatori: studio schemi sottostazione alta tensione, rete di riserva, presenza interruttore di macchina ;
- soluzione sei generatori: studio schemi cliente, nuove soluzioni (collegamenti servizi ausiliari), presenza interruttore di macchina.

Lo studio utilizza come punto di partenza i dati affidabilistici, raccolti nel file "input for the Monte Carlo method", come descritto nel capitolo precedente. Tali dati sono utilizzati dal software Pwer Plant Workbench per realizzare le simulazioni con il metodo Monte Carlo ( il software è stato sviluppato appositamente per la simulazioni di impianti di produzione con il metodo Monte Carlo dalla Clockwork Group) .

Prima di effettuare le simulazioni relative agli impianti completi, abbiamo eseguito dei test di validazione per verificare la congruenza dei parametri. A tale scopo abbiamo realizzato un semplice

impianto, in cui è stato simulato il comportamento di un componente per volta, inserendone i parametri di input e considerando i restanti componenti come ideali. Sono state poi calcolate in forma chiusa le distribuzioni teoriche risultanti, confrontandole con l'output del programma. La verifica ha dato esito soddisfacente, permettendo di proseguire con l'esame di impianti completi.

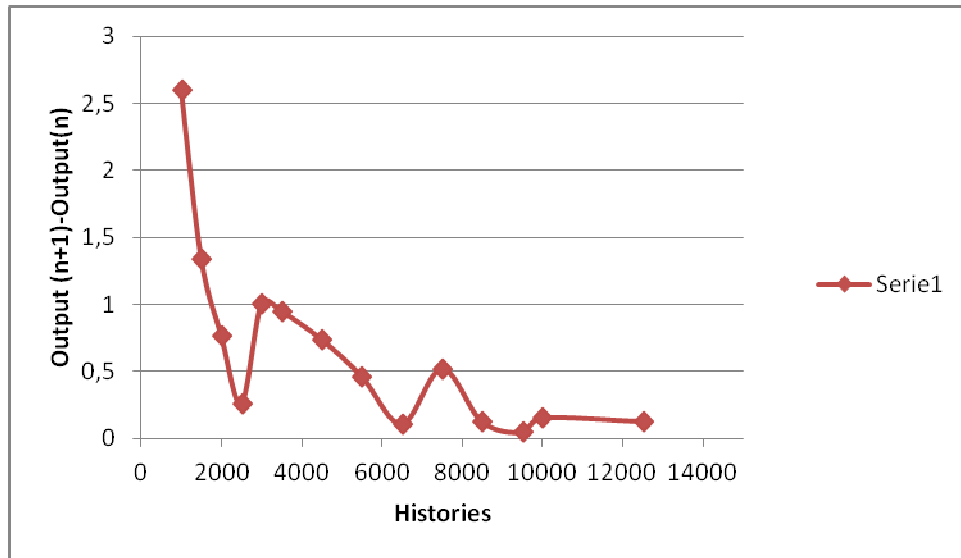
Nell'uso dei software di simulazione basati sul metodo Monte Carlo, è fondamentale scegliere il numero di casi da simulare (histories). La scelta del numero di histories da utilizzare è direttamente legata alla precisione del risultato ottenuto. Maggiore è il numero di histories, maggiore sarà la precisione dei risultati, ma sarà necessario un tempo di calcolo maggiore per completare la simulazione.

Per determinare questo numero, si eseguono n simulazioni con numero di histories crescente così da determinare il numero di histories per il quale la differenza tra i risultati ottenuti dalle simulazioni n e n+1 e sia minore di un limite predeterminato. Tale limite si può considerare rappresentativo dell'errore.

Prendendo come vita utile dell'impianto 20 anni, ovvero 175200 ore (valore utilizzato per tutte le nostre simulazioni), abbiamo verificato l'andamento dell'errore attraverso le simulazioni dell'impianto a ciclo combinato cliente secondo il primo schema, fino a individuare il numero di histories che porta ad un errore sufficientemente piccolo.

Simulation Number	Scheme	Number of Histories	Service Time (h)	Software used	Name File.ctr	Name File.out	Throughput Power Steam Turbine 1 (MW)	Throughput Power GAS Turbine 1 (MW)	Throughput Power GAS Turbine 2 (MW)	TOTAL	Rated Power Steam Turbine (MW)	Rated Power GAS Turbine (MW)	TOTAL	errore
1	1	500	175200	CPPW	1	1 h500	115,23574	122,7606	122,4368	302,8152	160	160		
2	1	1000	175200	CPPW	1	1 h1000	116,14782	123,7495	123,5934	305,4168	160	160	2,6016	0,008591
3	1	1500	175200	CPPW	1	1 h1500	116,60014	124,3127	124,1427	306,7555	160	160	1,3387	0,004383
4	1	2000	175200	CPPW	1	1 h2000	116,26272	123,9798	123,8793	305,9905	160	160	0,765	0,002494
5	1	2500	175200	CPPW	1	1 h2500	116,15856	123,8587	123,7913	305,7293	160	160	0,2612	0,000854
6	1	3000	175200	CPPW	1	1 h3000	115,7757	123,464	123,3699	304,7218	160	160	1,0075	0,003295
7	1	3500	175200	CPPW	1	1 h3500	116,13254	123,8377	123,7668	305,6707	160	160	0,9489	0,003114
8	1	4500	175200	CPPW	1	1 h4500	116,42606	124,1331	124,063	306,4091	160	160	0,7384	0,002416
9	1	5500	175200	CPPW	1	1 h5500	116,58694	124,3095	124,2685	306,8715	160	160	0,4624	0,001509
10	1	6500	175200	CPPW	1	1h 6500	116,54032	124,2668	124,2269	306,7639	160	160	0,1076	0,000351
11	1	7500	175200	CPPW	1	1h 7500	116,76032	124,4816	124,422	307,2838	160	160	0,5199	0,001695
12	1	8500	175200	CPPW	1	1 h8500	116,81588	124,5341	124,4651	307,4071	160	160	0,1233	0,000401
13	1	9500	175200	CPPW	1	1 h9500	116,80906	124,5647	124,44827	307,452	160	160	0,0449	0,000146
14	1	10000	175200	CPPW	1	1 h10000	116,87164	124,6169	124,5526	307,6053	160	160	0,1533	0,000499
15	1	12500	175200	CPPW	1	1 h12500	116,93536	124,649	124,6155	307,7321	160	160	0,1268	0,000412

Tab.5.1: simulazione con histories crescenti



Graf.5.1: andamento dell' errore in funzione al numero di histories

Dalla figura si nota che l'errore si stabilizza tra le 10000 e le 13000 histories. Consideriamo quindi soddisfacente il valore di 12500 histories.

Tale numero di histories verrà utilizzato per tutte le simulazioni successive, poiché la complessità di dell'impianto è la stessa nelle diverse soluzioni, e quindi si può assumere che con lo stesso numero di histories la simulazione converga nello stesso modo al risultato.

Le simulazioni Con il metodo Monte Carlo producono come risultato le caratteristiche di affidabilità e in particolare la disponibilità attesa dei diversi schemi impiantistici. A ciascuno di tali risultati, è stato associato un risultato economico, con la procedura descritta nel seguito.

Entrambi i risultati per i diversi schemi verranno illustrati nel capitolo 6.

## ANALISI ECONOMICA

Scopo dell'analisi economica è avere una valutazione di costi e benefici delle possibili soluzioni per la realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica a ciclo combinato. Il risultato delle simulazioni con il metodo Monte Carlo confronta tali soluzione dal punto di vista dell'output energetico (potenza energia totale prodotta). Si vuole ora analizzare l'impatto economico dell'installazione dell' interruttore di macchina abbinato con le diverse varianti dello schema (tipo di sottostazione in alta tensione, collegamento dei servizi ausiliari delle turbine a gas e a vapore, ecc).

L'analisi economica è stata implementata tramite un programma in excel che tiene conto di tutti gli aspetti fondamentali. Si tratta di uno strumento generale, utilizzabile anche per altri schemi.

Durante la realizzazione, si è posta attenzione a rendere il programma il più possibile automatico: per l'utilizzo è richiesto solo l' inserimento dei dati caratteristici dello schema, riassunti in un foglio di calcolo.

Nel seguito verranno descritti i dati utilizzati dal programma e i risultati ottenibili.

### FOGLIO DI CALCOLO: "RESULTS"

In questo foglio vengono inseriti i risultati delle simulazioni degli schemi studiati. Partendo da sinistra della tabella si ha: numero della simulazione al quale è associato uno schema, numero di histories utilizzato, tempo di vita dell'impianto, output di potenza media associata ad ogni generatore presente, tempo della simulazione e output totale.

Simulation	Scheme	Number of Histories	Service Time (h)	Rated Power Gas Turbine (MW)	Rated Power Steam Turbine (MW)	Throughput Power Gas Turbine 2 (MW)	Throughput Power Gas Turbine 3 (MW)	Throughput Power Gas Turbine 5 (MW)	Throughput Power Gas Turbine 6 (MW)	Throughput Power Steam Turbine 1 (MW)	Throughput Power Steam Turbine 4 (MW)	EXECUTION TIME (h)	TOTAL throughput
1	1	12500	175200	160	160	124,6824	124,7127			117,0785		4,7	366,4736
1A	1A	12500	175200	160	160	135,0416	135,0265			126,8935			396,9616
2	2(1GCB)	12500	175200	160	160	135,0582	135,0374			127,9371		4,5	398,0327
3	29	12500	175200	160	160	133,8169	133,781	133,8595	133,7418	125,3413	125,3617	16,5	785,9022
4	34(29GCB)	12500	175200	160	160	135,0061	135,0106	135,0139	134,9856	127,1450	127,6842	12,6	794,8454
5	31	12500	175200	160	160	129,798	129,8425			121,5867		4	381,2272
6	36(31GCB)	12500	175200	160	160	135,0535	135,0565			127,7731		4,7	397,8831
7	32	12500	175200	160	160	133,7807	133,7801	133,8502	133,7615	125,3317	125,4275	16,3	785,9317
8	37(32GCB)	12500	175200	160	160	135,0335	135,0187	135,0134	135,0137	127,5520	127,4943	13,6	795,1256
9	39 prev	12500	175200	160	160	133,8319	133,8328	133,8162	133,8125	125,4203	125,4018	16,8	786,1155
10	39	12500	175200	160	160	135,0322	135,0135	135,0224	135,0219	126,5873	126,5694	13,5	793,2467
11	40	12500	175200	160	160	135,0149	135,0086	135,0228	135,0249	127,5565	127,5448	12,7	795,1725
12	41	12500	175200	160	160	134,6062	134,988	134,5855	135,0098	127,3876	127,4329	16,6	794,0100
13	42	12500	175200	160	160	135,0162	134,9937	135,0192	135,0233	127,2782	127,3708	14,7	794,7014
14	43	12500	175200	160	160	134,4026	134,2561	134,4017	134,2649	126,7515	126,7103	23,4	790,7871
23	1	12500	175200	160	160	124,6824	124,7127			117,0785		4,7	366,4736
24	50EHV 3G	12500	175200	160	160	124,169	124,1477			116,3725		4,4	364,6892
25	51EHV 3G	12500	175200	160	160	124,5894	124,5823			116,7624		3,9	365,9341
26	52EHV 3G	12500	175200	160	160	124,7589	124,7639			117,0889		6,5	366,6117
27	53EHV 3G	12500	175200	160	160	124,1505	124,115			116,2071		3,9	364,4726
28	2(1GCB)	12500	175200	160	160	135,0582	135,0374			127,9371		4,5	398,0327
29	54EHV 3G	12500	175200	160	160	134,9961	134,9836			127,6890		4,3	397,6687
30	56EHV 3G	12500	175200	160	160	134,9755	135,0033			127,7081		4,7	397,6869
31	56EHV 3G	12500	175200	160	160	135,0476	135,0623			127,9247		4,6	398,0346
32	57EHV 3G	12500	175200	160	160	135,0713	135,0338			127,8978		4,3	398,0029
33	58(1+RNET)	12500	175200	160	160	133,8904	133,8543			125,6306		6,2	393,3753
34	59(1+RNET)	12500	175200	160	160	133,8619	133,8755			125,5969		6,1	393,3343
35	50 RNET 2GCB	12500	175200	160	160	135,0425	135,0391			126,6771		7,9	396,7587
35	51 RNET 3GCB	12500	175200	160	160	135,0332	135,052			127,6190		4,7	397,7042

Tab.5.2: foglio di calcolo results, risultati simulazioni



**FOGLIO DI CALCOLO: “CHARACTERISTIC LAYOUT”**

In questo foglio di calcolo devono essere inseriti tutte le caratteristiche dei componenti che costituiscono l’ impianto di produzione ( output simulazione con il metodo Monte carlo trasformatori, generatori, numero di interruttori .....). Con la sola compilazione di questo foglio il programma calcola break even point, guadagno, energia persa, energia venduta, costo iniziale , costo manutenzione....

Dal software PPW si ottengono il valori di output delle simulazioni con il metodo Monte Carlo che devono essere inseriti nel foglio “Characteristic layout”, successivamente vengono illustrati tutti i parametri .

Output simulazioni con il metodo Monte carlo.

	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
<b>Output Montecarlo</b>	124,6824	124,7127					117,0785	
	GT2	GT3	GT5	GT6			ST1	ST4

Tab.5.3a: input

Caratteristiche impianto.

<b>Type of EHV Station</b>		1/2cb		
<b>Type of HV Station (Reserve Net)</b>				
<b>Characteristic layout</b>		ST	GT	TOTAL
Operaton Life Time	Years	20	20	
Rated Output Power	MW	160	160	<b>480</b>
Generator Unit	N.	1	2	

Tab.5.3b: input

Caratteristiche trasformatore, questo tipo di tabella è presente per tutti i tipi di trasformatori dell’impianto ( 2 avvolgimenti, 3 avvolgimenti, trasformatori principali, ausiliari, resrve net).

<b>Step-up transformer 2W</b>			ST	GT	TOTAL
Rated power		MVA	200	200	
No Load power losses Po		Kw	90	90	
Load Power losses Pcc		Kw	662	662	
Unit		N.	1	2	3

Tab.5.3c: input

Il calcolo delle perdite richiede particolare attenzione, in quanto le perdite sui trasformatori, la diversità di collegamento di essi, la presenza dell'interruttore di macchina e lo shutdown dei generatori comportano diverse influenze sulle potenze erogate alla rete e quindi diverse valutazione economiche.

Si identificano i valori di potenza che i trasformatori ausiliari assorbono nel normale funzionamento e da quale generatore prelevano potenza.

Esempio; turbina a gas 2 fornisce 8 megawatt ai servizi ausiliari connessi ad essa, dei quali 5 sono per i servizi ausiliari di un a turbina a vapore e 3 per i propri servizi ausiliari.

<b>LOSSES IN NORMAL OPERATION</b>					
GAS TURBINE: PERCENTAGE OF POWER APPLY FOR AUXILIARY					
STEAM TURBINE: PERCENTAGE OF POWER APPLY FOR AUXILIARY					
			ST	GT	
			Auxiliary throughput	Auxiliary throughput	where is 3W step up?
ST1		MVA			
ST4		MVA			
GT2		MVA	5	3	
GT3		MVA	5	3	
GT5		MVA			
GT6		MVA			

Tab.5.3d: input

Vengono poi inseriti i parametri economici necessari per il calcolo di costi ricavi guadagno e break even point: costi di produzione, prezzi di vendita dell'energia, tasso d'interesse. I prezzi in tabella variano in base al paese per cui è fatto lo studio.

<b>Economic Parameters</b>		
Effective Discount rate	7	%
Selling price / kwh	0,02	\$
Production cost /kwh	0,0087	\$
Purchasing price (main net)	0,02	\$
Purchasing price (reserve net)	0,02	\$

Tab.5.3e: input

Parametri di affidabilità per il calcolo dei costi di manutenzione correttiva, costi per ogni componente per il calcolo della manutenzione preventiva. Con questi parametri è stato possibile valutare le spese relative alla manutenzione dei diversi componenti e le spese associate al tasso di guasto.

<b>Mean Time to Failure</b>					
<b>TURBINE</b>					
				MTTFm	MTTFe
	GAS	hours	658,5	5000,08	
				MTTFm	MTTFe
	STEAM	hours	1214	7858	

Tab5.3f: input

<b>Preventive maintenance</b>						
			spare part cost [\$]	maintenance labour cost per hour [\$]	Mean time to maintain [h]	total
ST1			16600000	6336	562	20160832
ST4			16600000	6336	562	20160832
GT2			16600000	6336	562	20160832
GT3			16600000	6336	562	20160832
GT5			16600000	6336	562	20160832
GT6			16600000	6336	562	20160832
Step-up transformer 2W			85000	0	0	85000
Step-up transformer 3W			85000	0	0	85000
Auxiliary transformer 2W			1000	0	0	1000
Station transformer 2W			20000			20000
CB AIS	EHV		36642,2385			36642,23851
CB AIS	HV		7661,55896			7661,558961
CB AIS	MV		6000			6000
CB AIS	AUX		6000			6000
BUSBAR AIS	EHV		3331,11259			3331,112592
BUSBAR AIS	HV		2498,33444			2498,334444
BUSBAR AIS	MV		0			0
BUSBAR AIS	AUX		0			0
DISCONNECTOR A EHV			12791,4724			12791,47235
DISCONNECTOR A HV			4497,002			4497,001999

Tab.5.4: prezzi manutenzione preventiva per ogni componente

## Corrective maintenance

Transformers				
assuming that the price of maintenance corrective is				
	10	%		
of the total price				
Turbines				
assuming that the price of maintenance corrective is				
	0,5	%		
of the total price				

Tab.5.5: prezzi manutenzione correttiva

Con questo modulo l'inserimento dei dati necessari per l'analisi economica è completo.

I fogli di calcolo seguenti, che non prevedono l'inserimento di nessun parametro, sono mostrati per spiegare la logica implementata.

### FOGLIO DI CALCOLO: "PRICES"

In questo foglio si calcola il costo fisso dell'impianto, ovvero il costo iniziale per la sua realizzazione, comprendente il costo delle opere civili, il prezzo delle apparecchiature e i costi per la messa in servizio di esse.

Components	highest voltage [Kv]	PRICE [\$]	INSTALLATION [\$]	CIVIL WORKS [\$]	N.	TOTAL
GSU Transformer 2 winding	400	2230000	40000	75000	3	7035000
GSU Transformer 3 winding	400	3902500	40000	75000	0	0
Unit Transformer 2 winding GT	15,75	242500	2000	6000	2	501000
Unit Transformer 2 winding ST	15,75	242500	2000	6000	0	0
Station Transformer 2 winding	123	495000	9000	16000	0	0
Generator Turbine GT	15,75	4000000	622000	205000	2	81654000
Generator Turbine ST	15,75	4000000	622000	205000	1	40827000

Tab.5.6: costi totali d'installazione e componenti

Components	highest voltage [Kv]	PRICE [\$]	INSTALLATION +CIVIL WORKS [\$]	N.	TOTAL
CB AIS	EHV	183211	25556	6	1252600
CB AIS	HV	38308	17037	0	0
CB AIS	MV	30000	4000	7	238000
CB AIS	AUX	30000	4000	18	612000
BUSBAR AIS	EHV	33311	25556	6	353200,1
BUSBAR AIS	HV	24983	17037	0	0
BUSBAR AIS	MV	0	0	2	0
BUSBAR AIS	AUX	0	0	3	0
DISCONNECTOR AIS	EHV	63957	17037	12	971932,8
DISCONNECTOR AIS	HV	22485	15333	0	0

Tab.5.7: costi totali d'installazione e componenti

FOGLI DI CALCOLO: “ STEP UP TRANSFORMER” “UNIT TRANSFORMER GT” “ UNIT TRANSFORMER ST” “STATION TRANSFORMER”

Questo foglio calcolo i valori statistici attesi per i differenti trasformatori utilizzati nell'impiant, a seconda di:

-tipo di trasformatore (trasformatore principale, trasformatore servizi ausiliari gas e vapore, trasformatore reserve net) ;

-potenza;

- 2 o 3 avvolgimenti.

Reference Transformer	2-winding			Edit Green Areas Only		
Rated Power	16	MVA				
Sample Size - Unit years	91	y				
Total number of major failures	3					
Number of Failures with Forced Outage with Explosion	24					
Number of Failures with Forced Outage without Explosion	57					
Total number of major failures	81					
	without GCB	with GCB				
MTTF explosion	896.443	4.482.214	h			
MTTF non explosion	377.450	282.344	h			
MTTR explosion	5840	5840	h			
MTTR non explosion	435,53	435,53	h			
Object Transformer	2-winding			Object Transformer	3-winding	
Rated Power (MVA)	0	MVA		Rated Power (MVA)	0	
Number of Failures with Forced Outage with Explosion	13			Number of Failures with Forced Outage with Explosion	14	
Number of Failures with Forced Outage without Explosion	29			Number of Failures with Forced Outage without Explosion	29	
Total number of major failures	42			Total number of major failures	43	
	without GCB	with GCB			without GCB	with GCB
MTTF explosion	1.654.971	8.274.856	h	MTTF explosion	1.536.759	7.683.795
MTTF non explosion	741.884	546.056	h	MTTF non explosion	741.884	535.190
MTTR explosion	5840	5840	h	MTTR explosion	5840	5840
MTTR non explosion	435,53	435,53	h	MTTR non explosion	435,53	435,53

Tab.5.8: parametri di affidabilità trasformatori

FOGLIO DI CALCOLO: "MAINTENANCE"

In questo foglio si calcolano i costi di manutenzione preventiva dei componenti installati e i costi di manutenzione correttiva. Il calcolo della manutenzione preventiva è basato sui valori inseriti nel foglio "characteristic layout". Il calcolo per la manutenzione preventiva è basato sui tassi di guasto dei singoli componenti.

<b>Preventive Maintenance (labour, spare parts)</b>						
		Duration [h]	N# maintenace	PRICES [\$]	f maintenance	TOTAL cost[\$]
ST1		562	5	20160832	4	48105153,92
ST4		562	5	20160832	4	0
GT2		562	5	20160832	4	48105153,92
GT3		562	5	20160832	4	48105153,92
GT5		562	5	20160832	4	0
GT6		562	5	20160832	4	0
		unit N.	N# maintenace	PRICES [\$]	f maintenance	TOTAL cost[\$]
Step-up transformer 2W		3	5	85000	4	608447,8185
Step-up transformer 3W		0	5	85000	4	0
		unit N.	N# maintenace	PRICES [\$]	f maintenance	TOTAL cost[\$]
Auxiliary transformer 2W GT		2	5	1000	4	4772,139753
		unit N.	N# maintenace	PRICES [\$]	f maintenance	TOTAL cost[\$]
Station transformer 2W		0	5	20000	4	0
CB AIS	EHV	6	10	36642,239		168576,6405
CB AIS	HV	0	10	7661,559		0
CB AIS	MV	7	10	6000		32204,26839
CB AIS	AUX	18	10	6000		82810,97585
BUSBAR AIS	EHV	6	10	3331,1126		15325,14913
BUSBAR AIS	HV	0	10	2498,3344		0
BUSBAR AIS	MV	2	10	0		0
BUSBAR AIS	AUX	3	10	0		0
DISCONNECTOR AIS	EHV	12	10	12791,472		117697,1453
DISCONNECTOR AIS	HV	0	10	4497,002		0

Tab.5.9: calcolo manutenzione preventiva per ogni componente

<b>Corrective Maintenance</b>					
		unit N.	Failure rate	PRICES [\$]	TOTAL cost[\$]
ST		1	0,000950982	200000	1,77E+07
GT		2	0,0017186	200000	6,38E+07
<b>Step-up transformer 2W GT</b>					
		unit N.	Failure rate	PRICES [\$]	TOTAL cost[\$]
Step-up transformer 2W GT	explotion	2	9,99E-07	2230000	413496,0147
	NO explotion	2	2,37E-06	223000	98205,30349
with GCB	explotion	2	2,00E-07	2230000	82699,20294
	NO explotion	2	3,17E-06	223000	131284,9847
					<b>511701,3182</b>
<b>Step-up transformer 2W ST</b>					
		unit N.	Failure rate	PRICES [\$]	TOTAL cost[\$]
Step-up transformer 2W ST	explotion	1	9,99E-07	2230000	206748,0073
	NO explotion	1	2,37E-06	223000	49102,65174
with GCB	explotion	1	2,00E-07	2230000	41349,60147
	NO explotion	1	3,17E-06	223000	65642,49233
					<b>255850,6591</b>
<b>Auxiliary transformer 2W GT</b>					
		unit N.	Failure rate	PRICES [\$]	TOTAL cost[\$]
Auxiliary transformer 2W GT	explotion	2	1,12E-06	242500	50209,26202
	NO explotion	2	2,65E-06	24250	11924,69973
with GCB	explotion	2	2,23E-07	242500	10041,8524
	NO explotion	2	3,54E-06	24250	15941,44069
					<b>62133,96175</b>
<b>Auxiliary transformer 2W ST</b>					
		unit N.	Failure rate	PRICES [\$]	TOTAL cost[\$]
Auxiliary transformer 2W ST	explotion	0	6,04E-07	242500	0
	NO explotion	0	1,35E-06	24250	0
with GCB	explotion	0	1,21E-07	242500	0
	NO explotion	0	1,83E-06	24250	0
					<b>0</b>
<b>Station transformer</b>					
		unit N.	Failure rate	PRICES [\$]	TOTAL cost[\$]
Station transformer	explotion	0	1,54E-06	495000	0
	NO explotion	0	3,65E-06	49500	0

Tab.5.10: calcolo manutenzione correttiva



FOGLIO DI CALCOLO: “LOSSES IN NORMAL OPERATION”

In base all’output del programma di simulazione, si calcola il tempo totale in servizio, e di conseguenza la potenza media che il singolo generatore eroga nell’ intervallo di simulazione studiato.

Per il calcolo delle perdite si è ricavata dapprima la durata equivalente per il quale il singolo generatore eroga la sua potenza nominale (up time) e quella per cui eroga potenza nulla (down time).

<b>TOTAL down time</b>		<b>Up time</b>		
ST1	years	5,3651875	ST1	14,63481
ST4	years	0	ST4	0
GT2	years	4,4147	GT2	15,5853
GT3	years	4,4109125	GT3	15,58909
GT5	years	0	GT5	0
GT6	years	0	GT6	0

Tab.5.11: up e down time singola turbina

Per ogni trasformatore presente nell’ impianto (trasformatore principale, servizi ausiliari e station transformer) si sono poi calcolate le perdite in corrispondenza con i flussi di potenza nel funzionamento normale. Definiamo funzionamento normale quando il generatore in considerazione fornisce alla rete la sua potenza nominale a meno della potenza richiesta dai servizi ausiliari connessi. L’importanza di questo stato di funzionamento deriva dal fatto che in caso di shutdown di un altro generatore o dall’ intervento dell’ interruttore di macchina i flussi di potenza cambiano, cambiando i costi.

Step-up transformer 2W								
			Pcc losses	Po losses				
ST1		Kw	662	90	MVA	200		
ST4		Kw	0	90	MVA	0		
GT2		Kw	610,0992	90	MVA	192		
GT3		Kw	610,0992	90	MVA	192		
GT5		Kw	0	90	MVA	0		
GT6		Kw	0	90	MVA	0		
Auxiliary transformer 2W								
					1 Tran. For aux st/gt	Tran. For aux gt	Tran. For aux st	
					Pcc losses	Pcc losses	Pcc losses	Po losses
GT2		Kw			20	0	0	3
GT3		Kw			20	0	0	3
GT5		Kw			0	0	0	3
GT6		Kw			0	0	0	3
ST1		Kw			0			0
ST4		Kw			0			0

Tab.5.12: perdite trasformatori funzionamento normale

I valori delle perdite in funzionamento normale moltiplicati per la durata di up time danno come risultato l'energia persa. Da questa quantità verranno sottratti o sommati i valori di energia corrispondenti alla variazione dei flussi di potenza.

FOGLI DI CALCOLO: "LOSS CORRECTIVE OP" "LOSS CORRECTIVE OPGCB"

"LOSS CORRECTIVE RESERVE NET"

Nel calcolo delle perdite è molto importante valutare cosa succede quando un generatore va in shut down, in quanto la potenza erogata dal suddetto generatore in parte è erogata alla rete, in parte persa a causa delle perdite nei trasformatori, e in parte alimenta i servizi ausiliari. In caso di shut down la potenza necessaria per i servizi ausiliari va prelevata dalla rete o da un altro generatore. Variano quindi i flussi di potenze e di conseguenza le perdite.

Le perdite dipendono quindi dalla configurazione dell'impianto, che definisce le sorgenti di alimentazione nelle varie condizioni. Abbiamo quindi classificato i risultati in base a:

- collegamento dei trasformatori servizi ausiliari;
- presenza interruttore di macchina;
- presenza reserve net.

Il foglio di calcolo è strutturato per calcolare le perdite in qualsiasi tipo di configurazione dell'impianto, tenendo conto della variazione delle perdite nei trasformatori principali e dei servizi ausiliari.

Si è tenuto inoltre conto che, negli schemi con interruttore di macchina, in caso di apertura dello stesso, l'apertura dell'interruttore in alta tensione si ha dopo 48 ore.

Le due diverse configurazioni, con e senza interruttore di macchina, presentano perdite diverse e di conseguenza costi diversi.

				ST AUX		GT AUX		GT3		Step-up transformer 2W LOSSES			
				Auxiliary throughput		Auxiliary throughput		Pcc Kw		Delta energy lost		Kwh	
GT2 SHUT DOWN	years	4,4147		GT2		GT2		572,6254		Kwh		-1449216,97	
				Throughput lost		5 3							
BACKUP													
				ST AUX		GT AUX		GT2		Step-up transformer 2W LOSSES			
				Auxiliary throughput		Auxiliary throughput		Pcc Kw		Delta energy lost		Kwh	
GT3 SHUT DOWN	years	4,410913		GT3		GT3		572,6254		Kwh		-1447973,65	
				Throughput lost		5 3							

Tab.5.13: esempio di una parte del calcolo delle perdite

### FOGLIO DI CALCOLO: “ REVIEW LOSSES”

E' un foglio riassuntivo delle perdite. Le perdite sono distinte per il caso in cui ci sia l'interruttore di macchina e per il caso in cui non ci sia. Questa differenziazione è necessaria perché nei due differenti casi di shut down generatore, la potenza è prelevata dalla rete o prelevata da un generatore, con costi diversi.

				WITHOUT GCB				GCB				TOTAL
Step-up transformer 2W LOSSES				Normal operation				Step-up transformer 2W LOSSES				Normal operation
				Δ Corrective operation		Δ Corrective operation		Δ Corrective operation		Δ Corrective operation		LOSSES
GT2	95582603,1 Kwh	GT2	Kwh	0	-438638,55	GT2	Kwh	0	0	95143964,55		
GT3	95605831,34 Kwh	GT3	Kwh	0	-439881,8756	GT3	Kwh	0	0	95165949,47		
GT5	0 Kwh	GT5	Kwh	0	0	GT5	Kwh	0	0	0		
GT6	0 Kwh	GT6	Kwh	0	0	GT6	Kwh	0	0	0		
ST1	96407120,04 Kwh	ST1	Kwh	0	-38385589,47	ST1	Kwh	0	0	58021530,57		
ST4	0 Kwh	ST4	Kwh	0	0	ST4	Kwh	0	0	0		
Step-up transformer 3W												
Normal operation				Δ Corrective operation		Δ Corrective operation		Δ Corrective operation		Δ Corrective operation		LOSSES
ST1-ST4	0 Kwh	ST1-ST4	Kwh	0	0	ST1-ST4	Kwh	0	0	0		
GT2-ST1	0 Kwh	GT2-ST1	Kwh	0	0	GT2-ST1	Kwh	0	0	0		
GT5-ST4	0 Kwh	GT5-ST4	Kwh	0	0	GT5-ST4	Kwh	0	0	0		
GT2-GT3	0 Kwh	GT2-GT3	Kwh	0	0	GT2-GT3	Kwh	0	0	0		
GT5-GT6	0 Kwh	GT5-GT6	Kwh	0	0	GT5-GT6	Kwh	0	0	0		
Auxiliary transformer 2W LOSSES												
Normal operation				Δ Corrective operation		Δ Corrective operation		Δ Corrective operation		Δ Corrective operation		LOSSES
GT2	3140126,244 Kwh	GT2	Kwh	0	968096,6238	GT2	Kwh	0	0	4108222,868		
GT3	3140889,35 Kwh	GT3	Kwh	0	969462,3349	GT3	Kwh	0	0	4110351,684		
GT5	0 Kwh	GT5	Kwh	0	0	GT5	Kwh	0	0	0		
GT6	0 Kwh	GT6	Kwh	0	0	GT6	Kwh	0	0	0		
ST1	0 Kwh	ST1	Kwh	0	0	ST1	Kwh	0	0	0		
ST4	0 Kwh	ST4	Kwh	0	0	ST4	Kwh	0	0	0		

Tab.5.13: perdite generali dell' impianto

## FOGLIO DI CALCOLO: “PRESENT WORTH FACTOR”

In un’analisi economica che copre un intervallo di tempo di diversi anni, è importante attualizzare i valori degli investimenti nel tempo. Il present worth factor è un indice che contestualizza il valore della moneta con il passare degli anni. Conoscendo il tasso d’interesse del paese dove l’impianto verrà installato, si calcola l’indice da applicare poi ai guadagni e ai costi. Tutti i costi di manutenzione, i guadagni, e i costi relativi all’energia prodotta sono attualizzati secondo questo indice.

Number of Years	f maintenance																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	0,934579	0,934579																		
2	0,873439	0,873439	0,873439																	
3	0,816298	0,816298	0,816298	0,816298																
4	0,762895	0,762895	0,762895	0,762895	0,762895															
5	0,712986	0,712986	0,712986	0,712986	0,712986	0,712986														
6	0,666342	0,666342	0,666342	0,666342	0,666342	0,666342	0,666342													
7	0,62275	0,62275	0,62275	0,62275	0,62275	0,62275	0,62275	0,62275												
8	0,582009	0,582009	0,582009	0,582009	0,582009	0,582009	0,582009	0,582009	0,582009											
9	0,543934	0,543934	0,543934	0,543934	0,543934	0,543934	0,543934	0,543934	0,543934	0,543934										
10	0,508349	0,508349	0,508349	0,508349	0,508349	0,508349	0,508349	0,508349	0,508349	0,508349	0,508349									
11	0,475093	0,475093	0,475093	0,475093	0,475093	0,475093	0,475093	0,475093	0,475093	0,475093	0,475093	0,475093								
12	0,444012	0,444012	0,444012	0,444012	0,444012	0,444012	0,444012	0,444012	0,444012	0,444012	0,444012	0,444012	0,444012							
13	0,414964	0,414964	0,414964	0,414964	0,414964	0,414964	0,414964	0,414964	0,414964	0,414964	0,414964	0,414964	0,414964	0,414964						
14	0,387817	0,387817	0,387817	0,387817	0,387817	0,387817	0,387817	0,387817	0,387817	0,387817	0,387817	0,387817	0,387817	0,387817	0,387817					
15	0,362446	0,362446	0,362446	0,362446	0,362446	0,362446	0,362446	0,362446	0,362446	0,362446	0,362446	0,362446	0,362446	0,362446	0,362446	0,362446				
16	0,338735	0,338735	0,338735	0,338735	0,338735	0,338735	0,338735	0,338735	0,338735	0,338735	0,338735	0,338735	0,338735	0,338735	0,338735	0,338735	0,338735			
17	0,316574	0,316574	0,316574	0,316574	0,316574	0,316574	0,316574	0,316574	0,316574	0,316574	0,316574	0,316574	0,316574	0,316574	0,316574	0,316574	0,316574	0,316574		
18	0,295864	0,295864	0,295864	0,295864	0,295864	0,295864	0,295864	0,295864	0,295864	0,295864	0,295864	0,295864	0,295864	0,295864	0,295864	0,295864	0,295864	0,295864	0,295864	
19	0,276508	0,276508	0,276508	0,276508	0,276508	0,276508	0,276508	0,276508	0,276508	0,276508	0,276508	0,276508	0,276508	0,276508	0,276508	0,276508	0,276508	0,276508	0,276508	0,276508
20	0,258419	0,258419	0,258419	0,258419	0,258419	0,258419	0,258419	0,258419	0,258419	0,258419	0,258419	0,258419	0,258419	0,258419	0,258419	0,258419	0,258419	0,258419	0,258419	0,258419

Tab.5.14: present worth factor

## FOGLIO DI CALCOLO: “CALCULATION”

Qui c’è il cuore dell’analisi economica. In questo foglio si fa il bilancio del guadagno ricavato dalla vendita dell’energia e i costi dell’impianto, comprese manutenzione ed energia persa.

Il foglio è strutturato in tre parti:

- Income Energy ;
- Outcome Energy;
- Costs & maintenance

### INCOME ENERGY

In questa tabella appare il valore di energia prodotto da ogni singolo generatore in funzionamento normale alla potenza nominale. A questo valore di partenza (parte sinistra della tabella) vengono sottratte:

- energia richiesta ai servizi ausiliari connessi al generatore;
- energia che in caso di shut down di altri generatori non viene più venduta alla rete, ma va ad alimentare i servizi ausiliari di questi;
- perdite sui trasformatori principali e ausiliari.

## INCOME ENERGY

<b>GAIN</b>	Energy at rated power	Energy required by auxiliaries connected	Energy required a due to shut down others turbine GTs	Energy required a due to shut down others turbine STs	Energy Losses step up	unit	TOTAL	TOTAL WITH PWF
ST1	410243064	0	0	0	1160430,611	0 \$	20454131,7 \$/year	216691362,3 \$
ST4	0	0	0	0	0	0 \$	0 \$/year	0 \$
GT2	436887129,6	6513739,776	8649086,609	3496728,762	1902879,291	82164,45736 \$	20812126,5 \$/year	220483965 \$
GT3	436993300,8	6513739,776	8656513,284	3496728,762	1903318,989	82207,03369 \$	20817039,6 \$/year	220536014,6 \$
GT5	0	0	0	0	0	0 \$	0 \$/year	0 \$
GT6	0	0	0	0	0	0 \$	0 \$/year	0 \$
								6,58E+08 \$

Tab.5.15a: income Energy

## OUTCOME ENERGY

Troviamo i costi di produzione per Kwh e i costi dell' energia comprata dalla rete.

<b>PRODUCTION COST</b>	TOTAL	TOTAL WITH PWF
ST1	178455732,8 \$	8922786,64 \$/year
ST4	0 \$	0 \$/year
GT2	190045901,4 \$	9502295,07 \$/year
GT3	190092085,8 \$	9504604,29 \$/year
GT5	0 \$	0 \$/year
GT6	0 \$	0 \$/year
		2,96E+08 \$

Tab.5.15b: outcome Energy

<b>PURCHASING BY MAIN NET</b>	Energy losses a due to purchasing by net AND Energy required by net	TOTAL	TOTAL WITH PWF
ST1	0 \$	0 \$/year	0 \$
ST4	0 \$	0 \$/year	0 \$
GT2	1288776,836 \$	64438,8418 \$/year	682666,0079 \$
GT3	1289567,583 \$	64478,3791 \$/year	683084,867 \$
GT5	0 \$	0 \$/year	0 \$
GT6	0 \$	0 \$/year	0 \$
			1,36E+08 \$

Tab.5.15c: outcome Energy

## COSTS & MAINTENANCE

Totale dei costi di acquisto e installazione dei componenti (costi fissi) e i costi dovuti alla manutenzione preventiva e correttiva.

<b>PRICES</b>	135466000 \$
<b>PREVENTIVE MAINTENANCE</b>	145511690,5 \$
<b>CORRECTIVE MAINTENANCE</b>	81794735,77 \$

Tab.5.16: costs & maintenacnce

In conclusione si ottiene lo specchio riassuntivo guadagni-costi dell'impianto:

TOTAL Income -	716131226,7	\$
TOTAL Outcome	685506202,3	\$
=	<b>3,06E+07</b>	<b>\$</b>

Tab.5.17: guadagno impianto

### FOGLIO DI CALCOLO: "BREAK EVEN POINT"

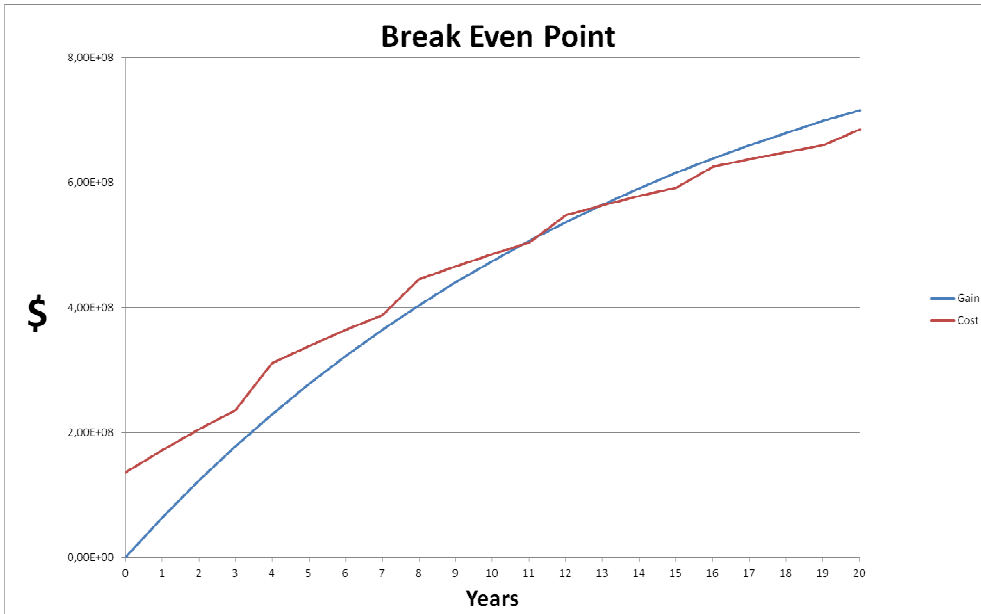
Il calcolo del break even point è uno strumento molto importante e di grande impatto visivo. Questa analisi ci permette di capire dopo quanti anni l'investimento iniziale è stato recuperato. Per tale scopo si studia l'andamento dei costi e dei ricavi di anno in anno.

Years	TOTAL GAIN	TOTAL COST	
0	0	1,35E+08	-135466000
1	63175440,84	171152569,9	-107977129
2	122217908,9	204504504,3	-82286595,43
3	177397785,6	235674536,6	-58276750,94
4	228967763,9	311143278,5	-82175514,61
5	277164005,2	338368391,8	-61204386,57
6	322207221,4	363812422,9	-41605201,49
7	364303685,1	387591891,2	-23288206,08
8	403646174,6	445166633,1	-41520458,46
9	440414856,4	465936541,7	-25521685,29
10	474778110,4	485718772,9	-10940662,59
11	506893301	503860015,5	3033285,51
12	536907497,8	547783510,4	-10876012,54
13	564958149,1	563628774,2	1329374,915
14	591173711	578437432	12736279,08
15	615674236,2	592277299	23396937,17
16	638571923,3	625786323	12785600,29
17	659971630,8	637874598,9	22097031,94
18	679971357,5	649172053	30799304,51
19	698662690,8	659730421,3	38932269,52
20	716131226,7	685506202,3	30625024,4

Tab.5.18a: break even point

Il grafico dei risultati anno per anno rende evidente l'andamento dell'investimento. La linea rossa rappresenta i costi. L'andamento a gradini è dovuto alla manutenzione preventiva dei componenti dell'impianto. La partenza a gradino è dovuta ai costi d'installazione (costi fissi).

La linea blu rappresenta i guadagni. L'andamento leggermente curvo è dovuto all'indice di attualizzazione (present worth factor).



Tab.5.18b: break even point

# CAPITOLO VI

## RISULTATI

Illustriamo i risultati ottenuti dalle simulazioni con il programma PPW in combinazione con la rispettiva analisi economica per ogni tipo di schema. Questo confronto è fondamentale, in quanto si ottiene una panoramica generale dell' impianto, comprendente l'aspetto economico ed energetico.

Al fine di confrontare diverse soluzioni si è scelto un impianto base (configurazione inizialmente ipotizzata del cliente): tutte le variazioni di output e di investimento economico rispettive dei diversi schemi studiati saranno espresse in percentuale rispetto all'impianto base.

Come detto in precedenza, l'analisi è suddivisa in due parti (due impianti base per il confronto di tutte le varianti studiate):

## 1)IMPIANTO CICLO COMBINATO TRE GENERATORI

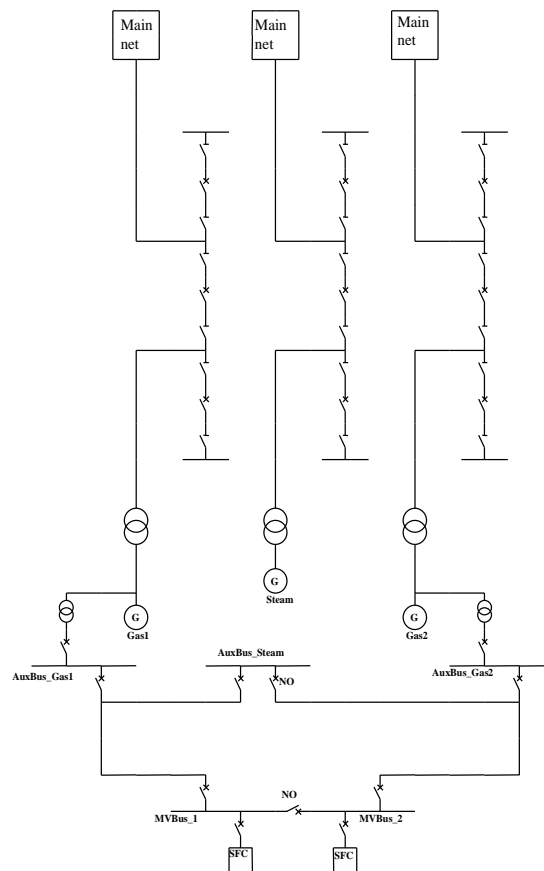


Fig.6.1: impianto base (LAYOUT A)



L'impianto base non ha l'interruttore di macchina. Sono presenti due trasformatori dei servizi ausiliari collegati alle turbine a gas. I servizi ausiliari della turbina a vapore sono alimentati attraverso i trasformatori ausiliari delle turbine a gas. La sottostazione in altissima tensione presenta un collegamento detto "un interruttore e mezzo".

Differenti schemi studiati:

1. LAYOUT A WITH 3 GCBs ½ BREAKER
2. LAYOUT A EHV1 single busbars
3. LAYOUT A EHV2 double busbars 1 cb
4. LAYOUT A EHV3 double busbars 2 cb
5. LAYOUT A EHV4 ring busbars
6. LAYOUT A EHV1 single busbars WITH 3GCBs
7. LAYOUT A EHV2 double busbars 1 cb WITH 3GCBs
8. LAYOUT A EHV3 double busbars 2 cb WITH 3GCBs
9. LAYOUT A EHV4 ring busbars WITH 3GCBs
10. LAYOUT A WITH 2 STATION TRANSFORMERS
11. LAYOUT A WITH 1 STATION TRANSFORMER

### **1.a) ANALISI DIFFERENTI TIPI DI SOTTOSTAZIONE**

Analizziamo i primi nove schemi, riguardanti diverse possibilità di collegamento delle sottostazioni di altissima tensione. Per tale analisi abbiamo utilizzato lo schema "impianto base" variando soltanto il collegamento della sottostazione. Le soluzioni presentano il confronto tra lo schema con diversi tipi di collegamento con e senza interruttore di macchina.

I risultati mostrati nelle pagine seguenti sono strutturati nel seguente modo:

- analisi output: valore di potenza medio espresso come incremento o decremento percentuale rispetto all'impianto di riferimento base;
- analisi economica costi di acquisizione: valore dell'investimento (costi delle apparecchiature e dei diversi componenti dell'impianto) espresso come incremento o decremento percentuale rispetto all'impianto di riferimento;
- analisi economica guadagni; è il benefit dell'impianto relativo all'analisi svolta nel arco del periodo di vita utile (20 anni), espresso come incremento o decremento percentuale rispetto all'impianto di riferimento;
- break even point: il grafico è costituito da due linee: rossa per i costi, blu per i ricavi. Il punto di incontro delle linee identifica il momento in cui si ammortizzano i costi iniziali e i

costi di manutenzione programmati, iniziando poi a guadagnare. E' importante per ricavare in quanto tempo si recupera l' investimento tenendo conto anche dei costi che si hanno annualmente.

Tipi di collegamenti studiati:

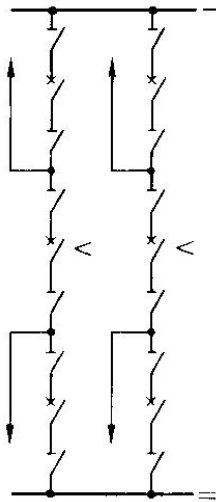


Fig.6.2 metodo 1 1/2 interuttore (caso base)

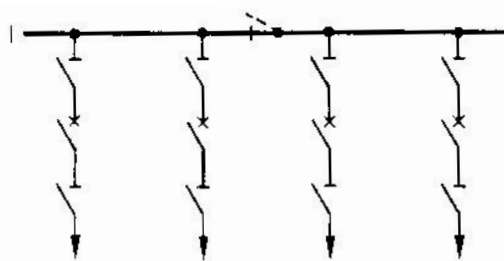


Fig.6.3: singola sbarra un interuttore

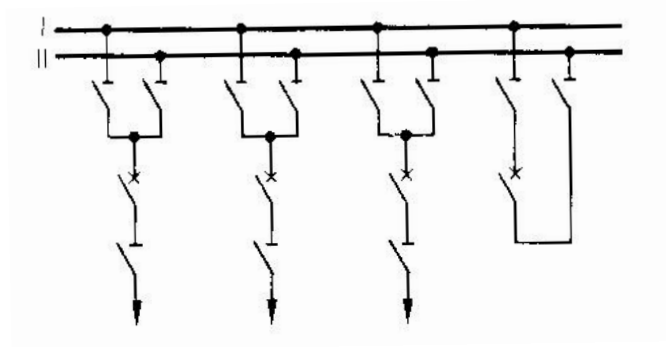


Fig.6.4: doppia sbarra singolo interruttore

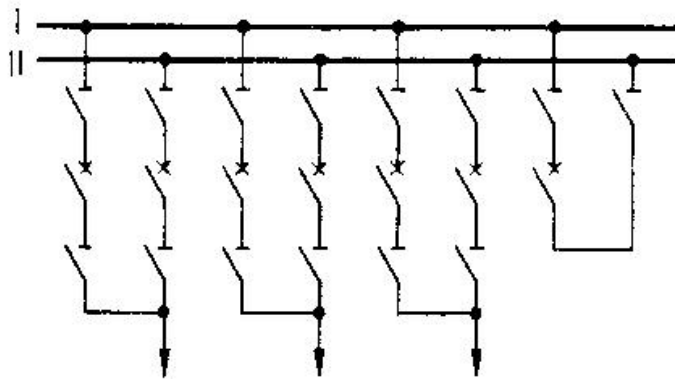


Fig.6.5: doppia sbarra doppio interruttore

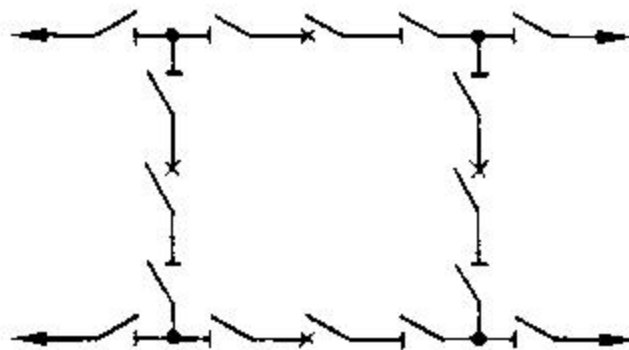
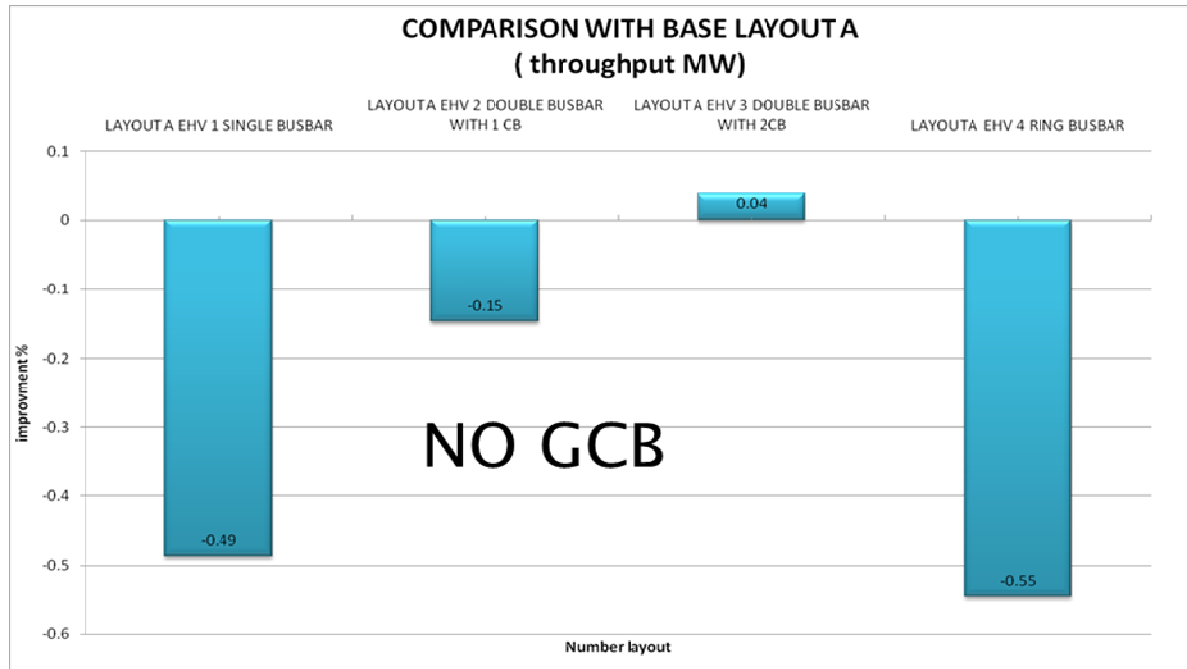


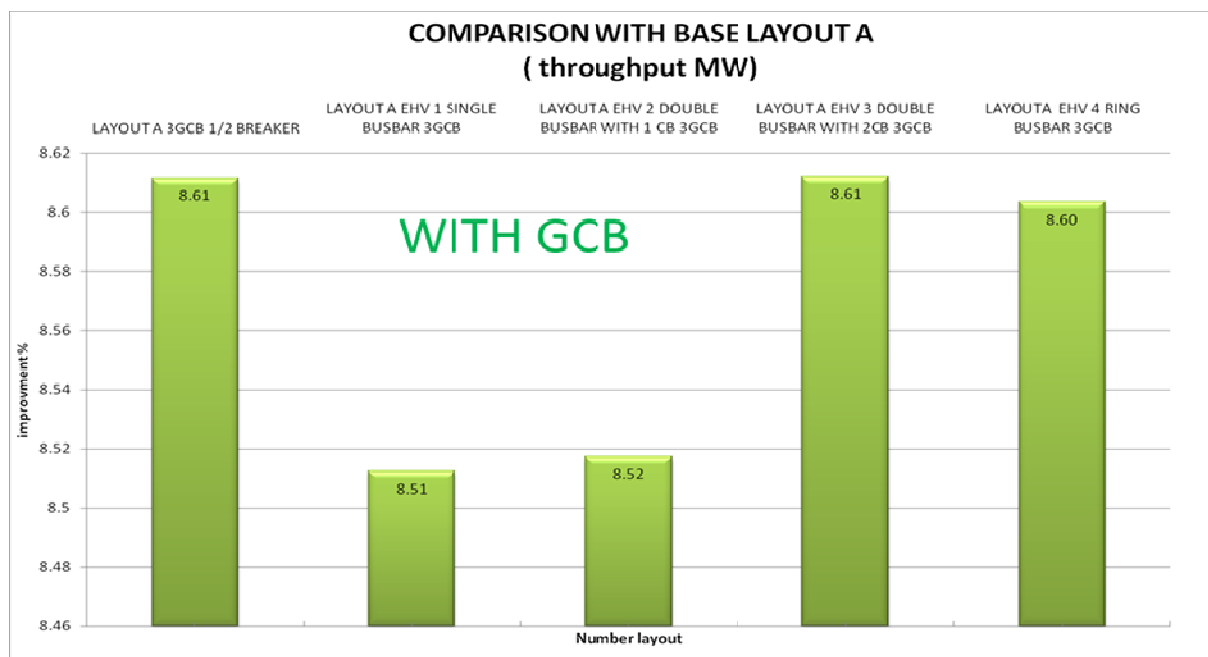
Fig.6.6: anello

Analisi output simulazioni programma PPW:

## AVAILABILITY LAYOUT THREE GENERATORS LAYOUT OF HIGH-VOLTAGE SUBSTATION



Graf..6.1: output potenza No GCB



Graf..6.2: output potenza con GCB

Sono rappresentate le soluzioni relative alle differenti sottostazioni con la presenza del GCB (verde) e senza (azzurri).

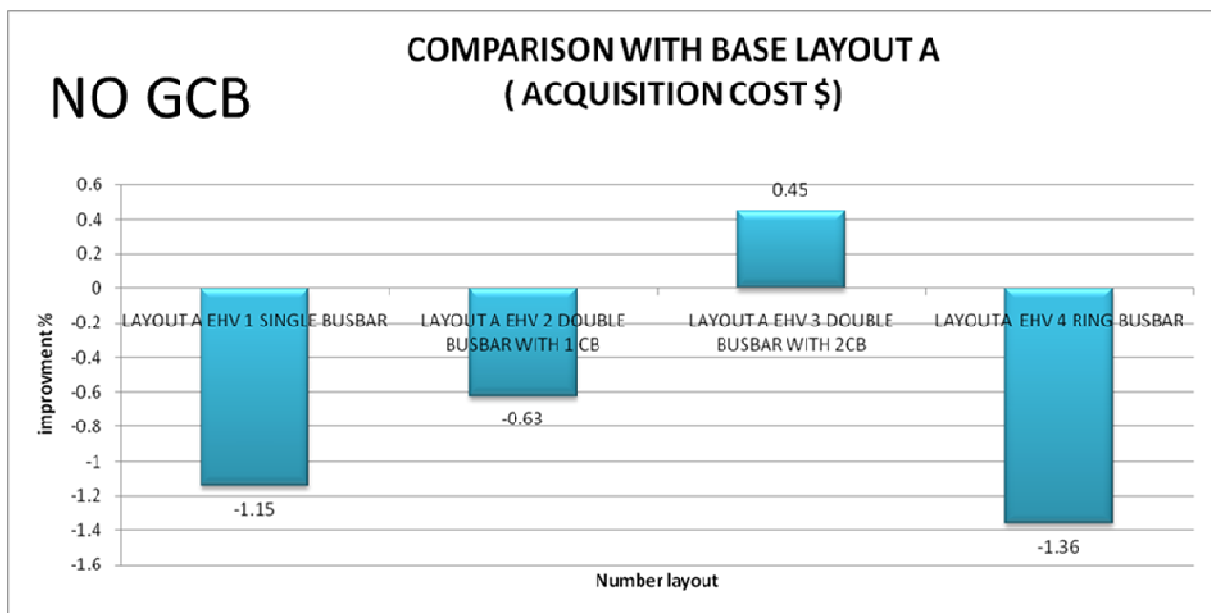
L'incremento che si vede con la presenza del GCB è dovuto al fatto che la simulazione dell'impianto con tre generatori non dispone di un numero elevato di sorgenti di backup dei servizi ausiliari. Nel caso in cui avvenga lo shutdown di un generatore i servizi ausiliari vanno comunque alimentati. Nello schema sprovvisto di interruttore di macchina questa potenza viene prelevata da un altro generatore, riducendo la quantità di energia venduta verso la rete. Questo prelievo di potenza è molto rilevante nel caso in cui si hanno pochi generatori, e quindi influisce notevolmente sull'output.

Con la presenza del GCB invece la potenza necessaria da fornire ai servizi ausiliari proviene dalla rete, perché l'apertura dell'interruttore di macchina non interrompe la connessione rete-servizi ausiliari. Così facendo non si preleva potenza da altri generatori e si aumenta la flessibilità dell'impianto.

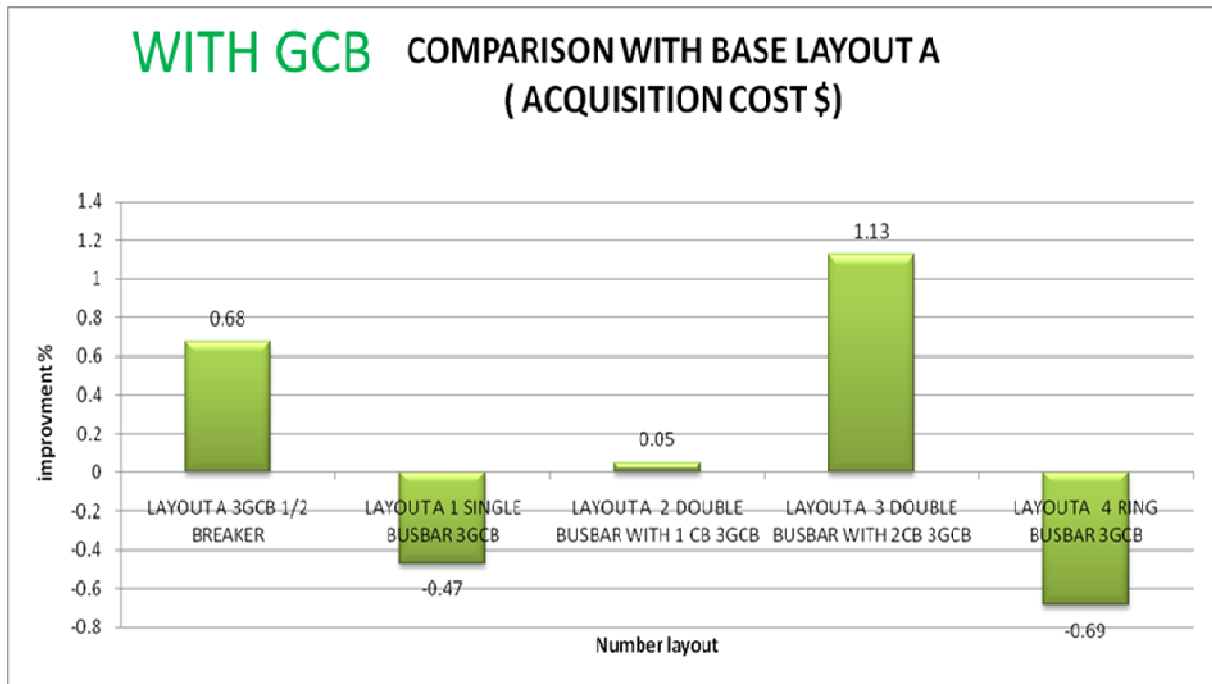
Analisi economica dei costi di acquisizione:

**LAYOUT THREE GENERATORS  
LAYOUT OF HIGH-VOLTAGE SUBSTATION**

## AVAILABILITY VS ECONOMIC ANALYSIS



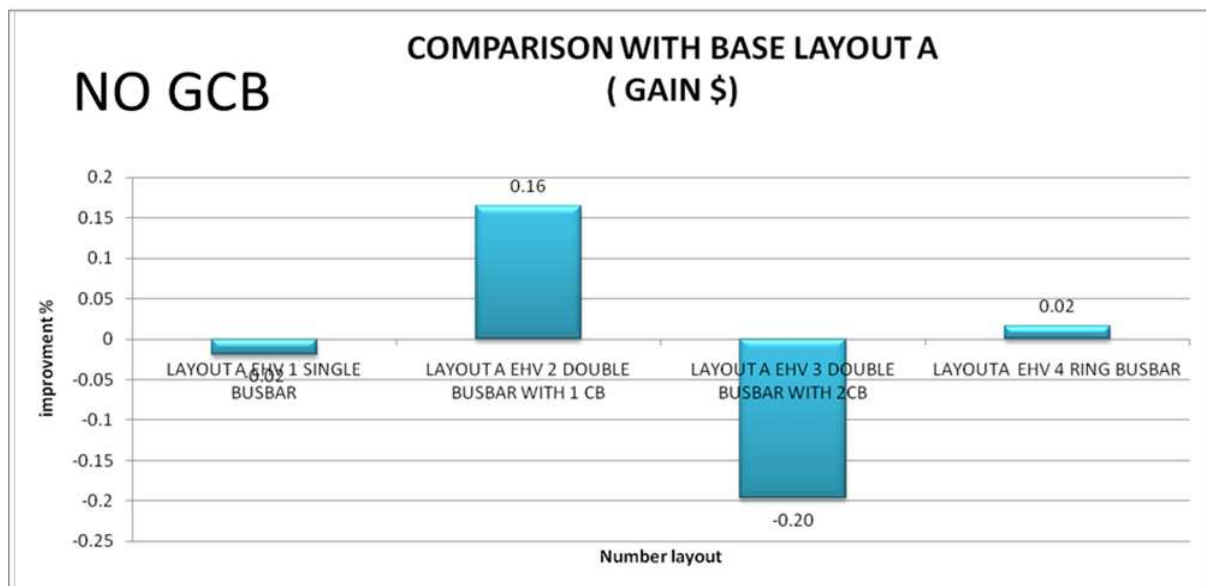
Graf..6.3: costi di acquisizione NO GCB



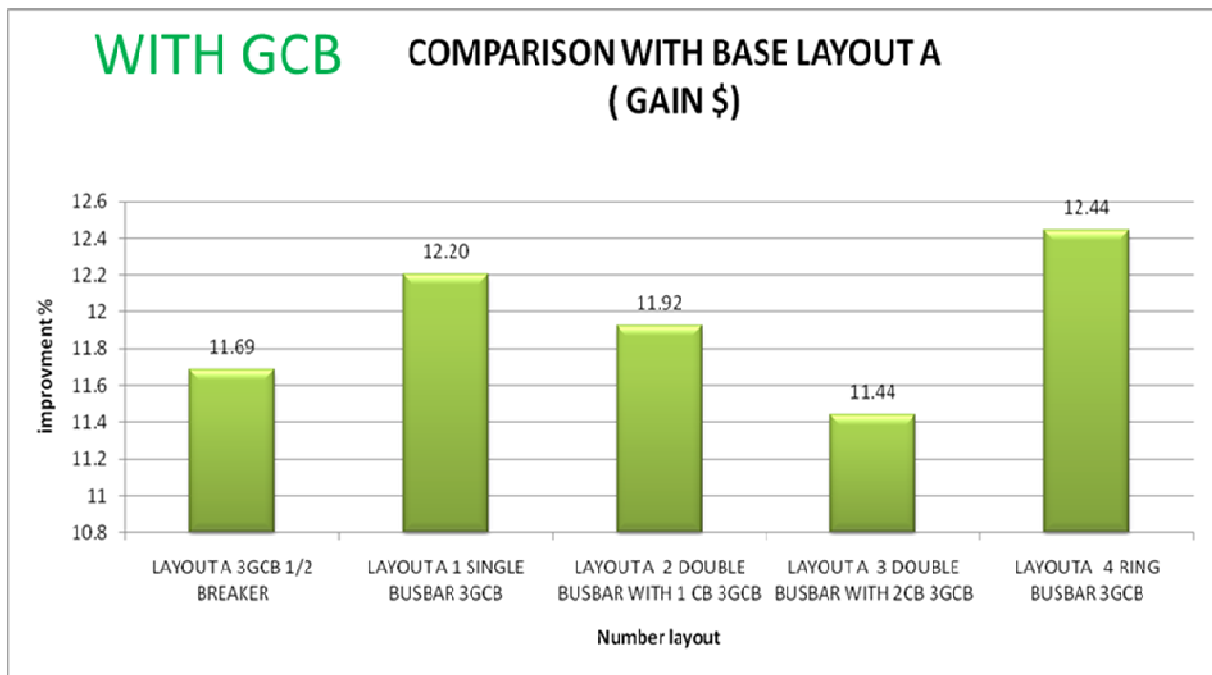
Graf..6.4: costi di acquisizione con GCB

Analisi economica guadagni: come visto precedentemente si tengono in considerazione tutti gli aspetti di funzionamento dell' impianto nel periodo di studio (20 anni):

### LAYOUT THREE GENERATORS LAYOUT OF HIGH-VOLTAGE SUBSTATION AVAILABILITY VS ECONOMIC ANALYSIS



Graf..6.5: Guadagni NO GCB

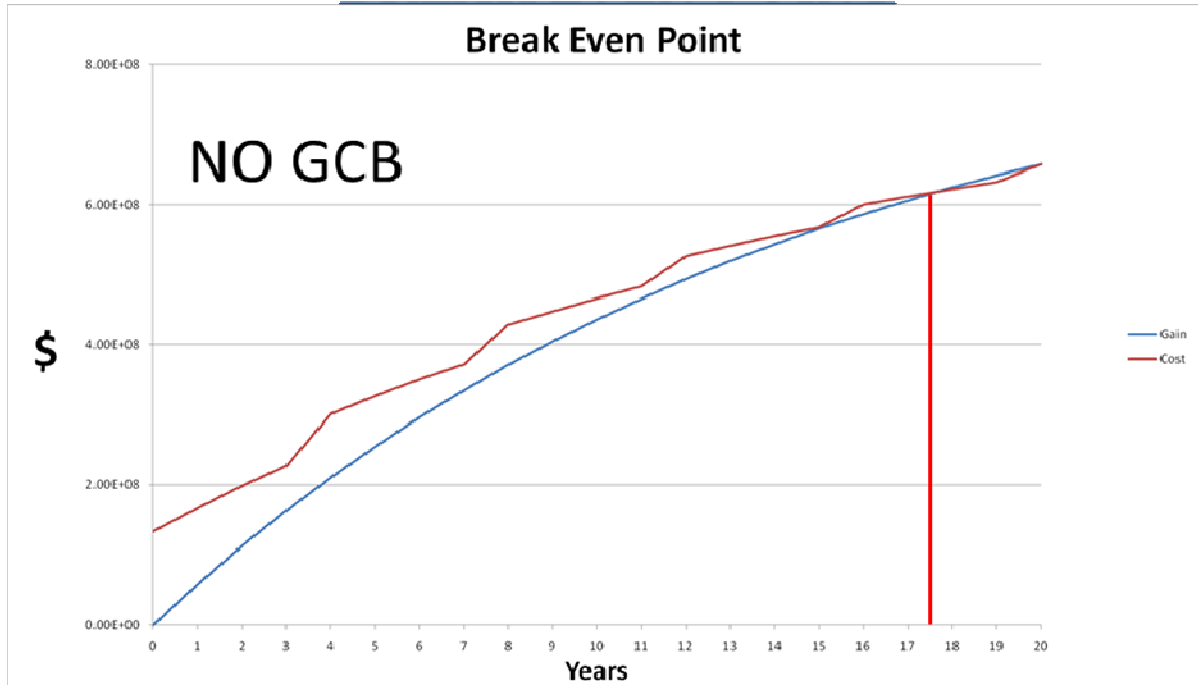


Graf. 6.6: Guadagni con GCB

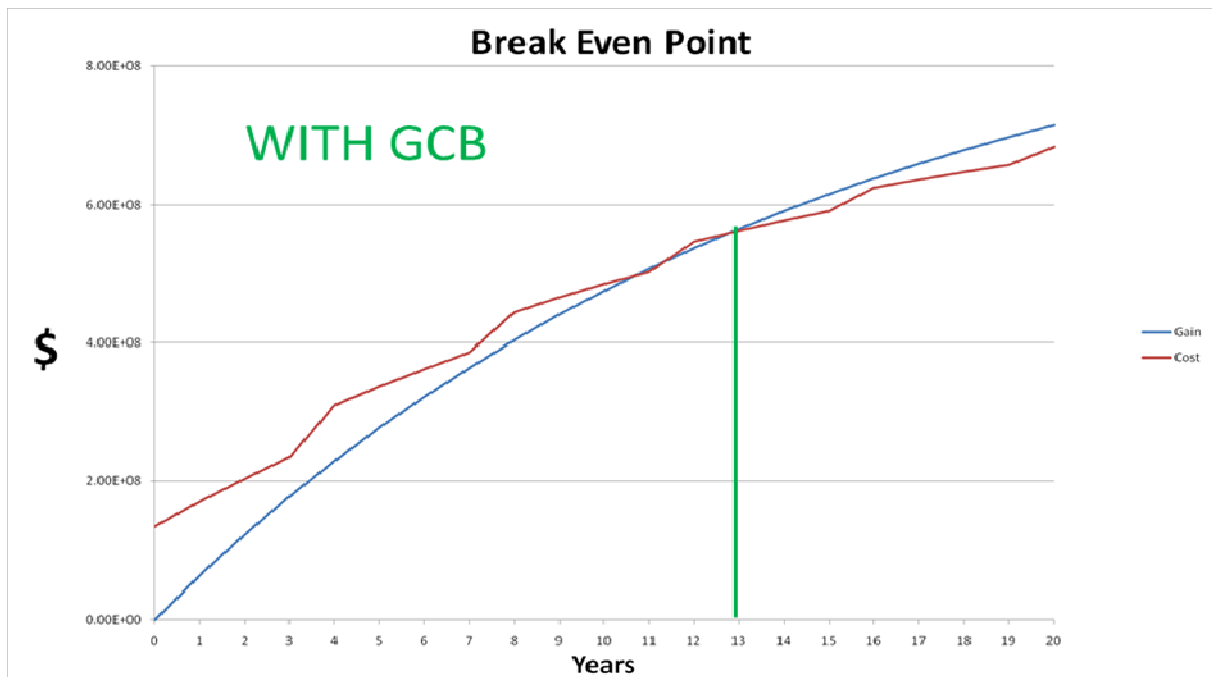
Dall'analisi si nota che con l'impiego dell'interruttore di macchina il guadagno dell'impianto è pressoché simile, indipendentemente dalla scelta del tipo di sottostazione. Questo risultato è dovuto al fatto che il GCB aumenta il valore di disponibilità dell'impianto. In questa analisi abbiamo un notevole contributo portato dalla maggiore flessibilità dell'impianto con il GCB e un contributo dovuto alla riduzione dei tempi medi al ripristino dei generatori e alla diminuzione dei guasti che portano all'esplosione dei trasformatori (vedi capitolo IV). Calcolando l'incremento dovuto solo alla modifica dei parametri affidabilistici, variazione di MTTF sui trasformatori e MTTR sui generatori, abbiamo constatato che l'incremento è circa del 1%.

Break even point:

### LAYOUT A ½ BREAKER THREE GENERATORS LAYOUT OF HIGH-VOLTAGE SUBSTATION **BREAK EVEN POINT**



Graf..6.7: break even point NO GCB



Graf..6.8: break even point con GCB



Da questi grafici possiamo notare che l'interruttore di macchina riduce il tempo di recupero dell'investimento. Ricordiamo ancora che in questo impianto (tre generatori) l'interruttore di macchina introduce un notevole aumento di flessibilità.

### **1.b) IMPIANTO CON RETE DI RISERVA**

Studiamo ora gli schemi nove e dieci della prima parte, riguardanti l'utilizzo della rete di riserva. Dallo schema impianto base si è aggiunta una rete di riserva con le due diverse soluzioni a uno e a due trasformatori. L'introduzione della rete di riserva aumenta la flessibilità dell'impianto. Anche per questo caso, le soluzioni sono confrontate sempre con l'impianto base (LAYOUT A).

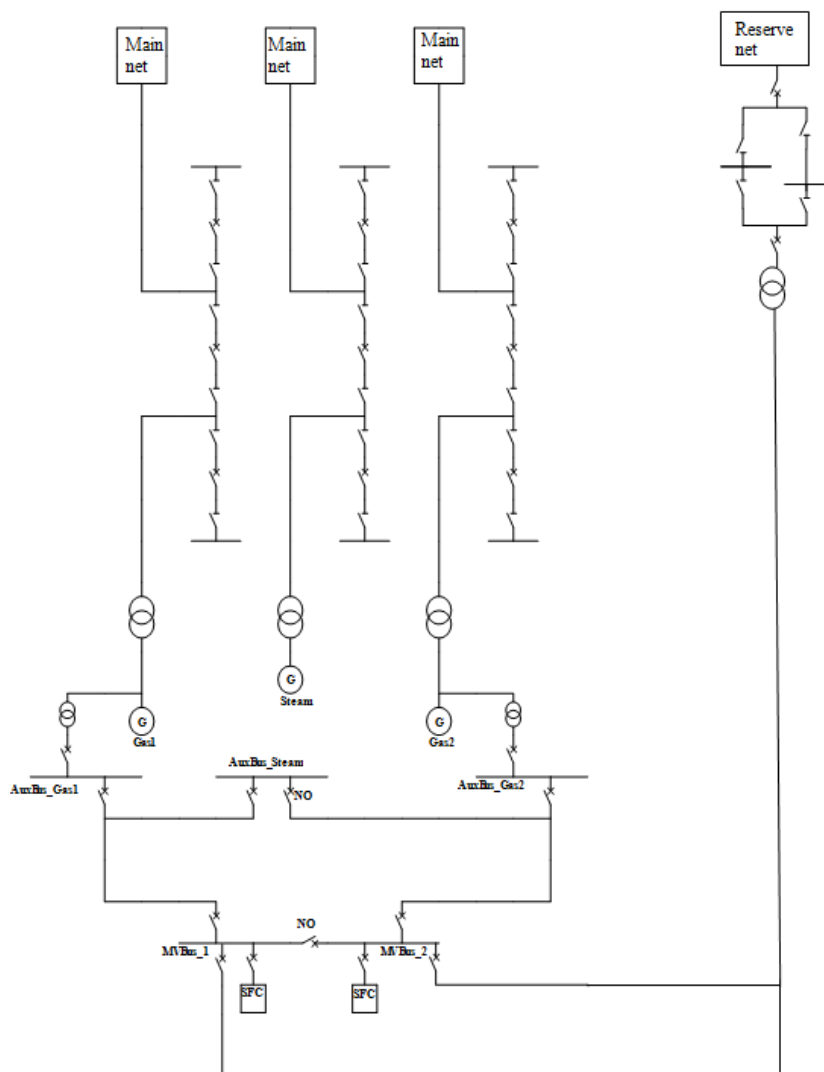


Fig.6.7: rete di riserva con un trasformatore

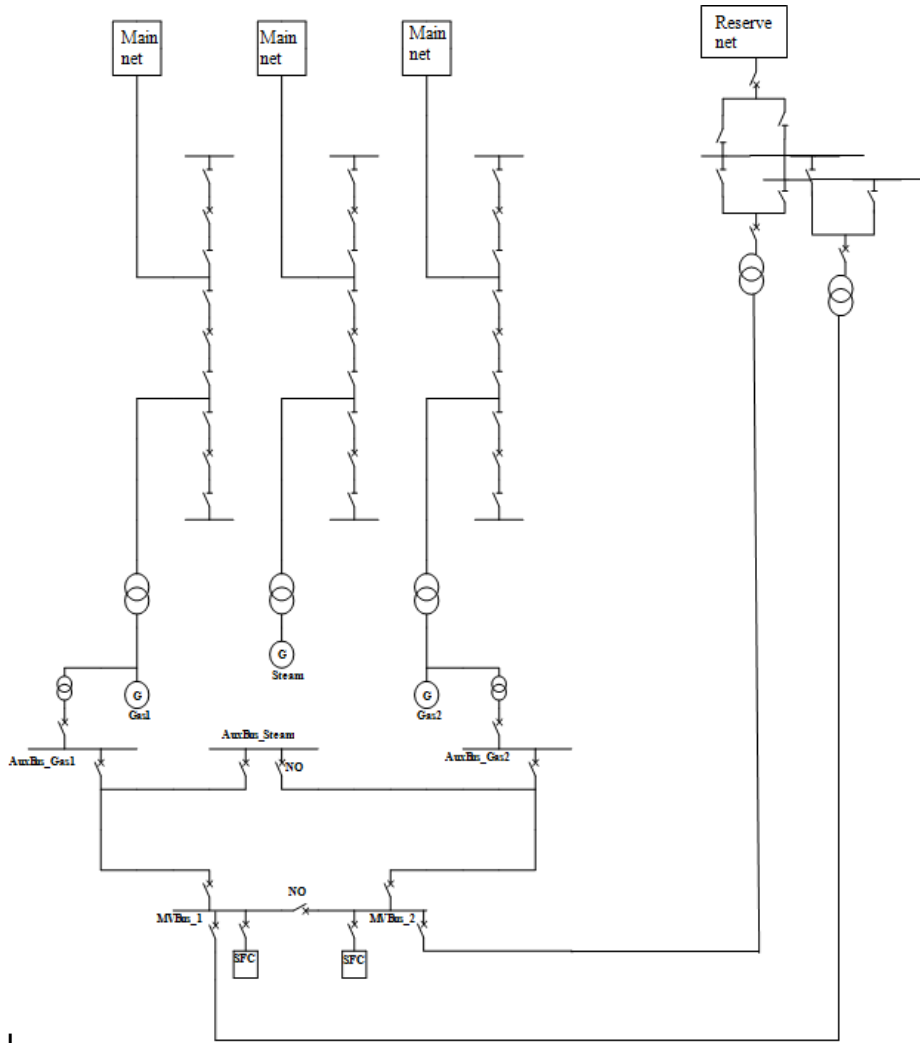
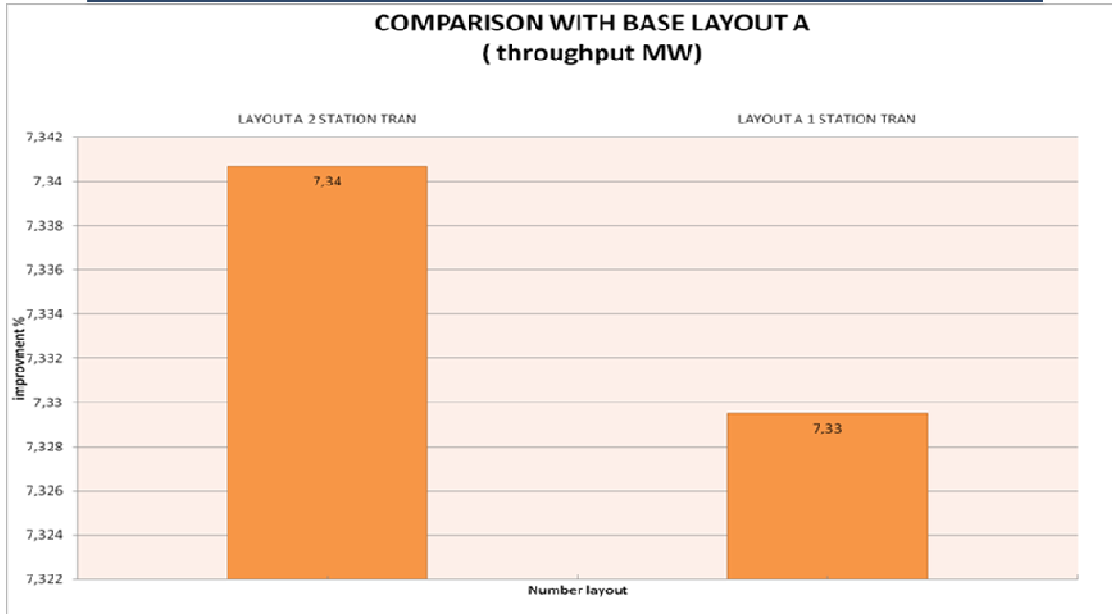


Fig.6.8: rete di riserva con due trasformatori

Analisi output simulazioni programma PPW:

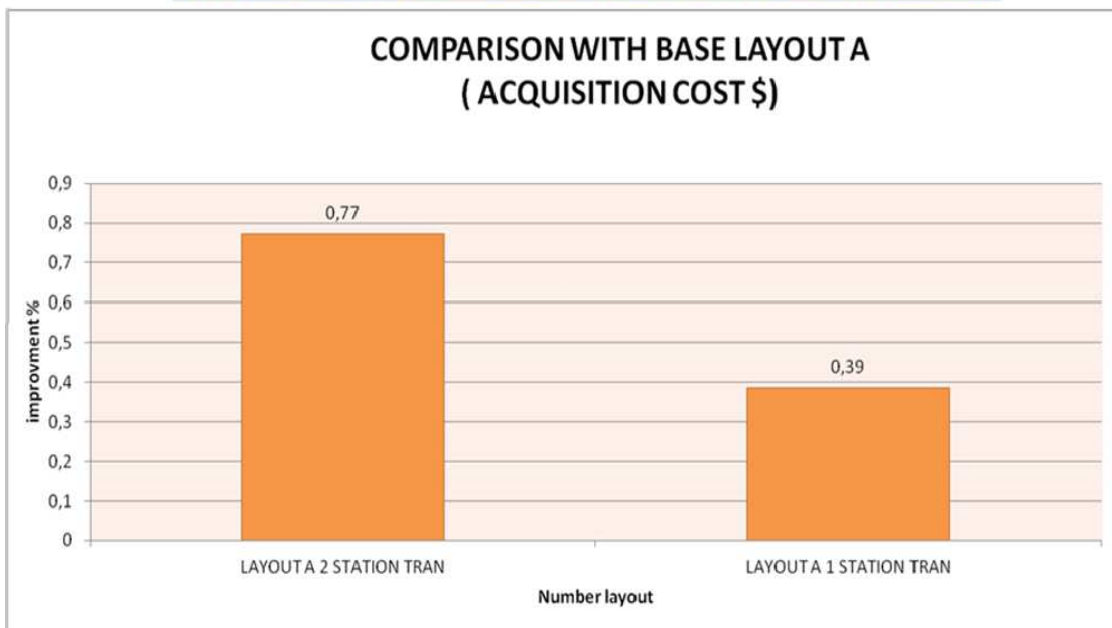
## **AVAILABILITY LAYOUT THREE GENERATORS LAYOUT WITH RESERVE NET**



Graf..6.9: output potenza

Analisi economica costi di acquisizione:

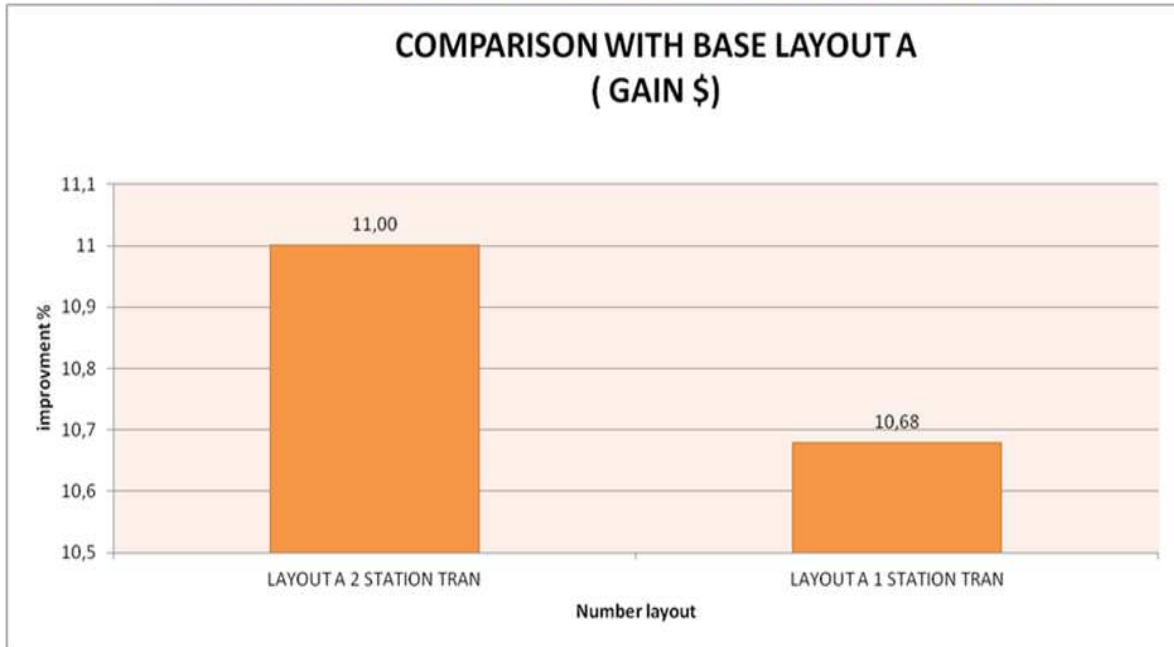
## **LAYOUT THREE GENERATORS LAYOUT WITH RESERVE NET AVAILABILITY VS ECONOMIC ANALYSIS**



Graf..6.10: costi di acquisizione

Analisi economica guadagni:

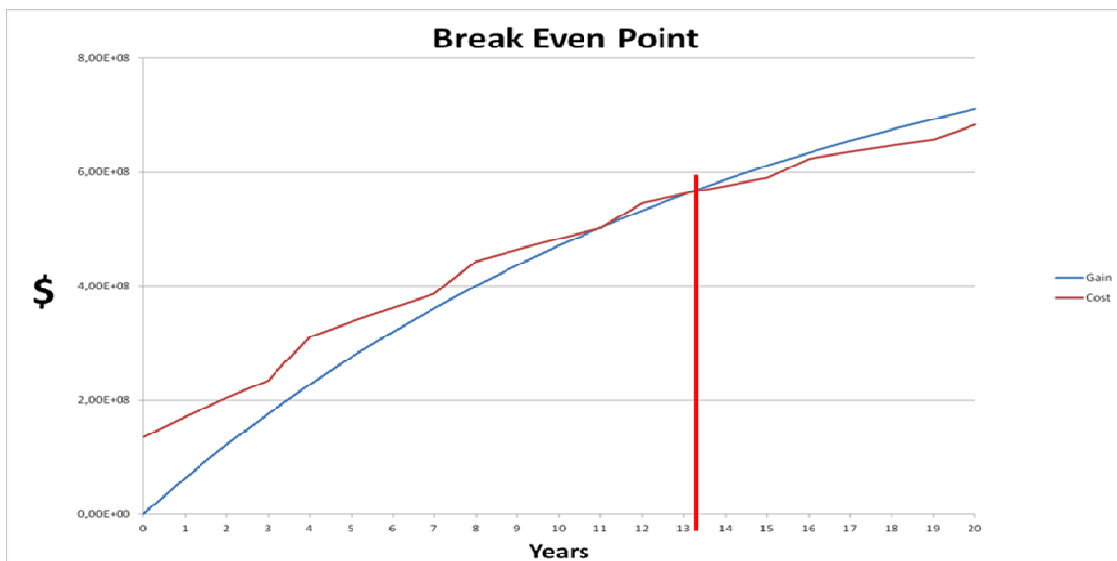
LAYOUT THREE GENERATORS  
LAYOUT WITH RESERVE NET  
**AVAILABILITY VS ECONOMIC ANALYSIS**



Graf..6.11: guadagni

Break even point:

LAYOUT A ½ BREAKER THREE GENERATORS  
LAYOUT WITH RESERVE NET  
**BREAK EVEN POINT**



Graf..6.12: break even point

I benefici della soluzione con rete di riserva sono paragonabili a quelli introdotti dall'installazione dell'interruttore di macchina: aumento dell'output e dei guadagni.

Questa soluzione presenta però maggiori costi di acquisizione e richiede la disponibilità di un'area adibita alla realizzazione della rete di riserva.

## 2) IMPIANTO CICLO COMBINATO SEI GENERATORI

Anche in questa seconda parte si utilizzano le strutture di analisi utilizzate e spiegate precedentemente (analisi output, analisi economica costi di acquisizione, analisi economica guadagni, break even point ). Si identifica un impianto base e tutti i risultati delle diverse soluzioni impiantistiche sono confrontati con esso.

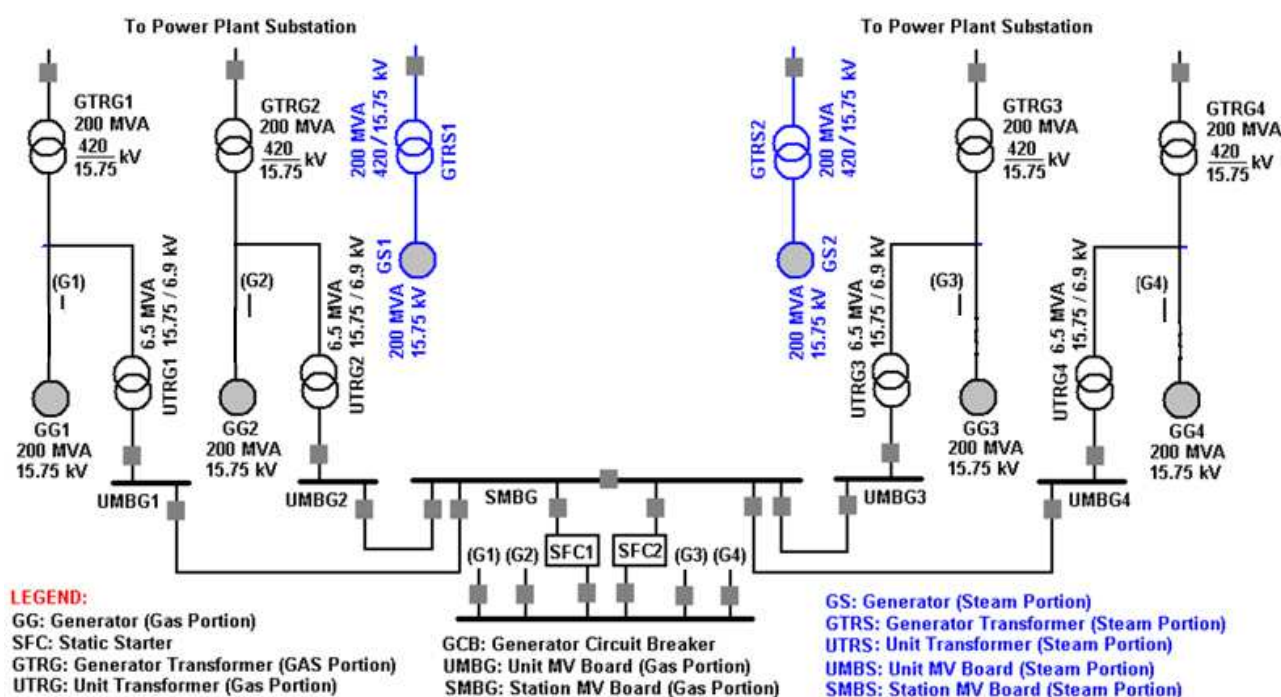


Fig.6.9: impianto base (LAYOUT A)

L' impianto base non ha l'interruttore di macchina. Sono presenti quattro trasformatori dei servizi ausiliari collegati alle turbine a gas. I servizi ausiliari della turbina a vapore sono alimentati attraverso i trasformatori ausiliari delle turbine a gas. La sottostazione in altissima tensione presenta un collegamento ad un interruttore e mezzo.

Differenti schemi studiati:

1. LAYOUT A 6 GCB
2. LAYOUT B
3. LAYOUT B 6 GCB

4. LAYOUT C
5. LAYOUT C 4 GCB
6. LAYOUT C 6 GCB
7. LAYOUT D 6 GCB (due trasformatori a tre avvolgimenti collegati ad una turbina a vapore e a gas)
8. LAYOUT E 6 GCB (un trasformatore a tre avvolgimenti collegato a due turbine a vapore)
9. LAYOUT F 6 GCB (tre trasformatori a tre avvolgimenti)

## 2.a) SCHEMI CON DIFFERENTI COLLEGAMENTI DEI SERVIZI AUSILIARI

Analizziamo qui i primi sei degli schemi elencati, in corrispondenza delle diverse connessioni dei servizi ausiliari, considerando la presenza o meno dell'interruttore di macchina.

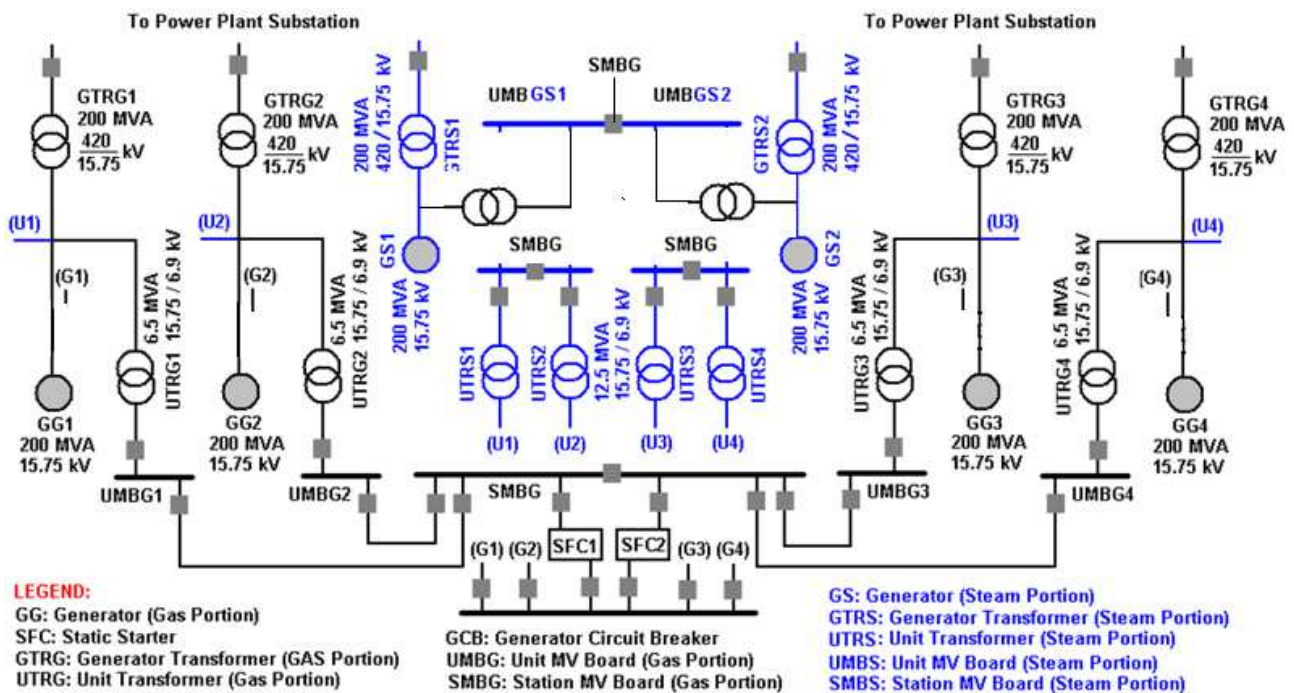


Fig.6.10: layout b

Ogni turbina ha il suo trasformatore dei servizi ausiliari. Questo schema verrà studiato anche con la presenza dell'interruttore di macchina su ogni turbina.

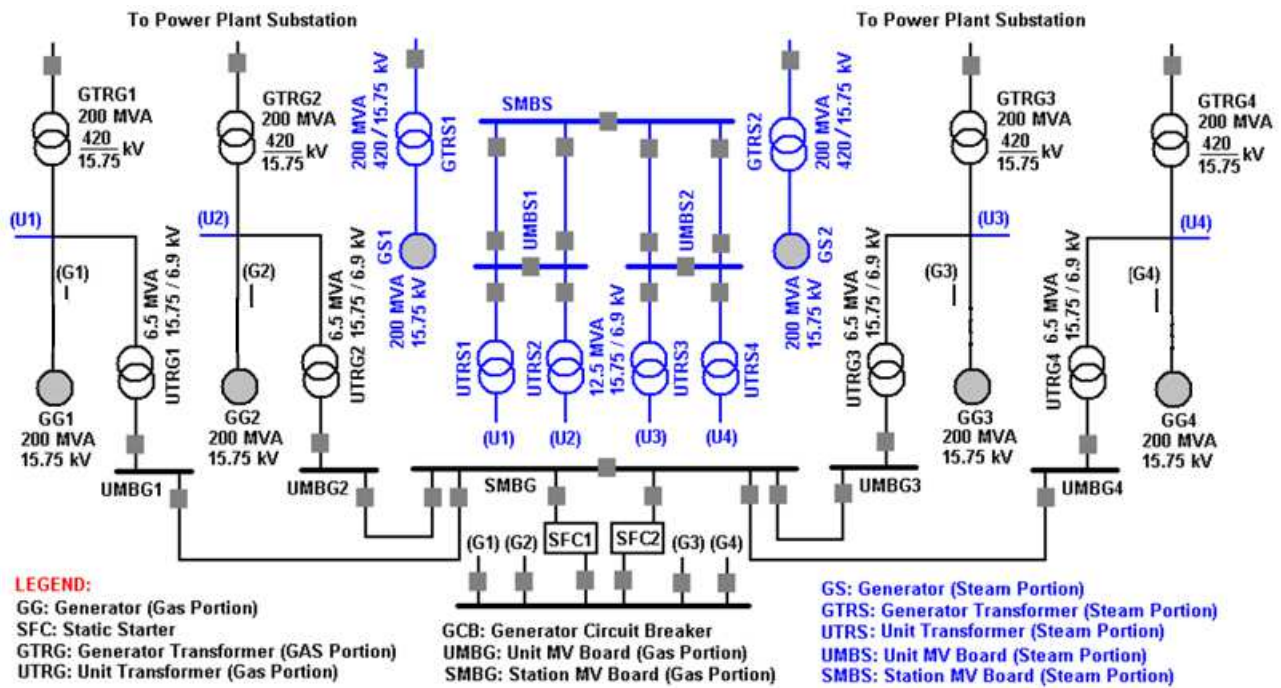


Fig.6.11: layout C

Su ogni turbina a gas sono presenti due trasformatori dei servizi ausiliari (ridondanza). In questo schema alla turbina a vapore non è connesso il trasformatore per i propri ausiliari.

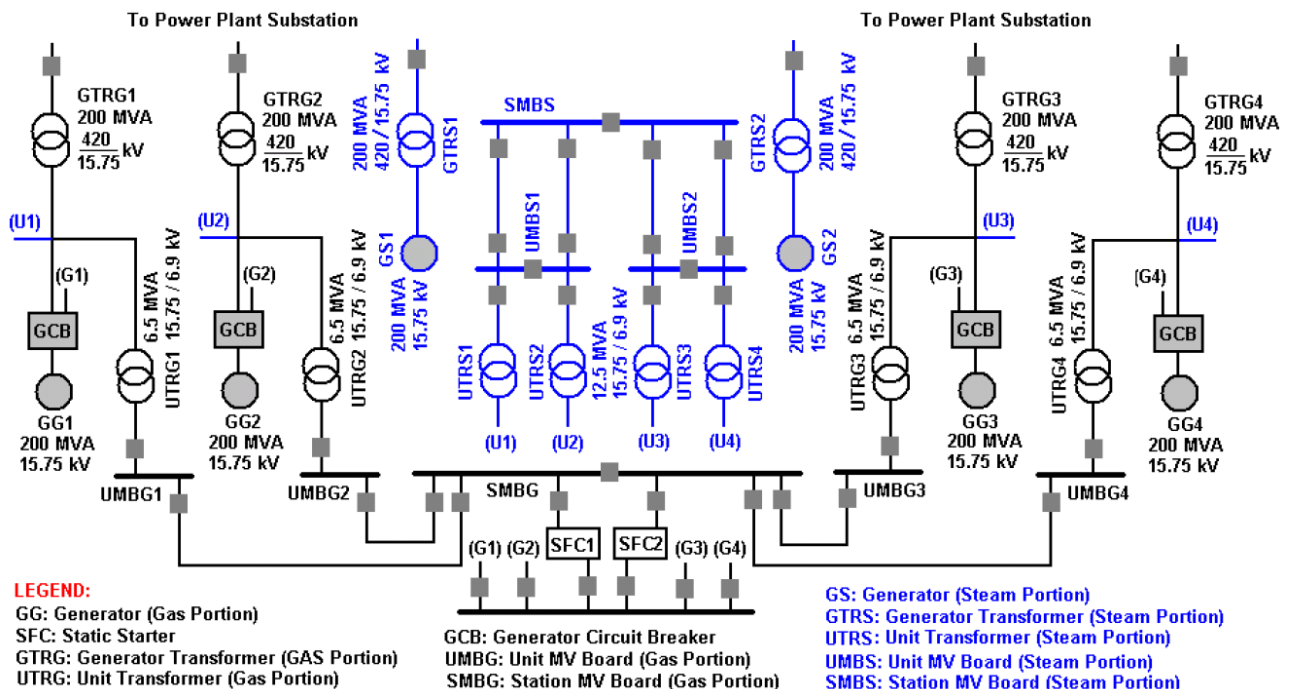


Fig.6.12: layout C 4GCB

E' lo stesso schema visto precedentemente. Viene installato l' interruttore di macchina su ogni turbina a gas.

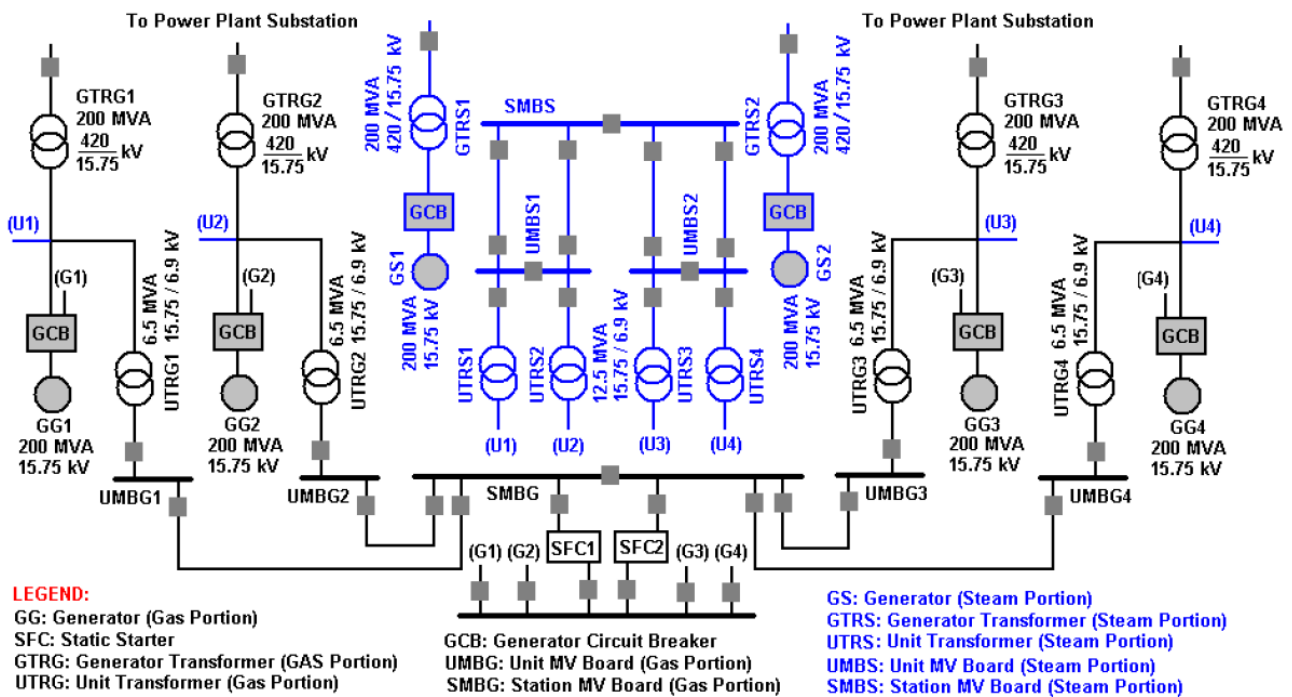


Fig.6.13: layout C 6GCB

Analisi output programma PPW:

**AVAILABILITY LAYOUT SIX GENERATORS  
 LAYOUT WITH DIFFERENT CONNECTION OF UNIT  
 TRANSFORMERS**

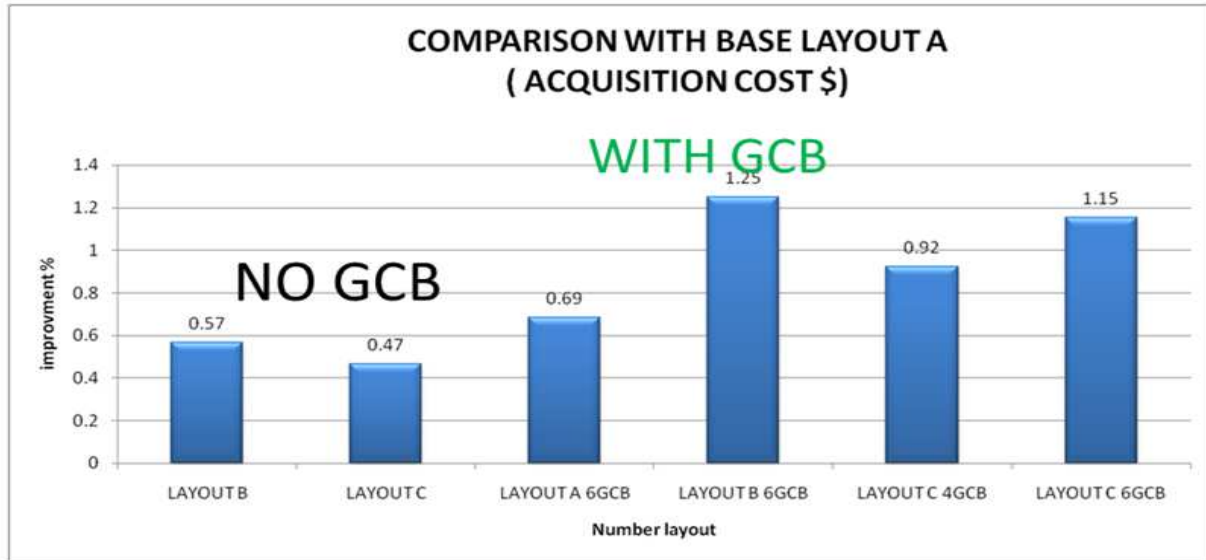


Graf..6.13: output potenza



Analisi economica costi di acquisizione:

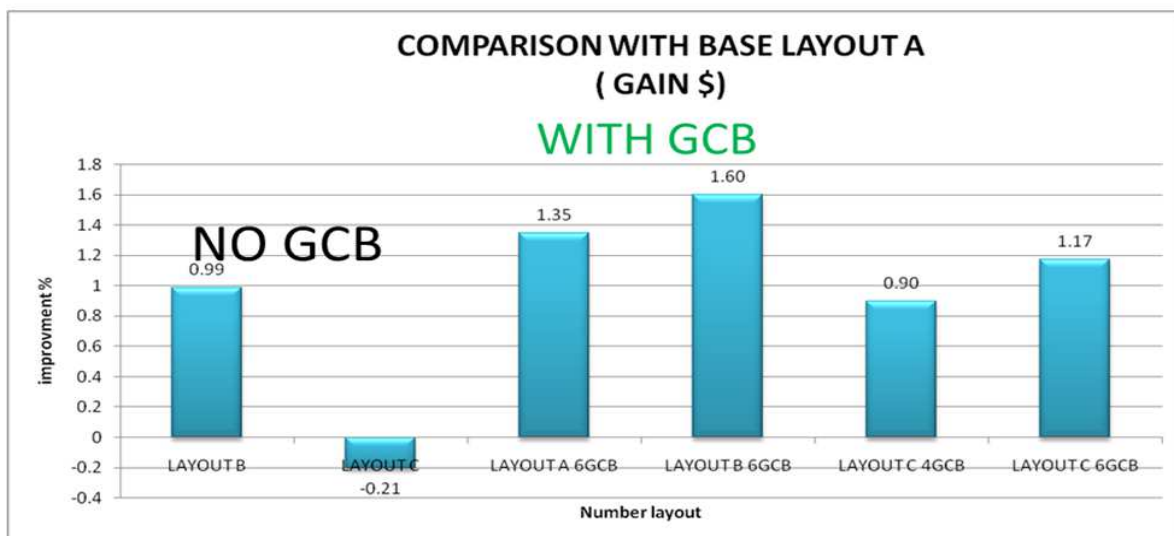
SIX GENERATORS  
LAYOUT WITH DIFFERENT CONNECTION OF UNIT TRANSFORMERS  
**AVAILABILITY**  
**Vs ECONOMIC ANALYSIS**



Graf..6.14: costi di acquisizione

Analisi economica guadagni:

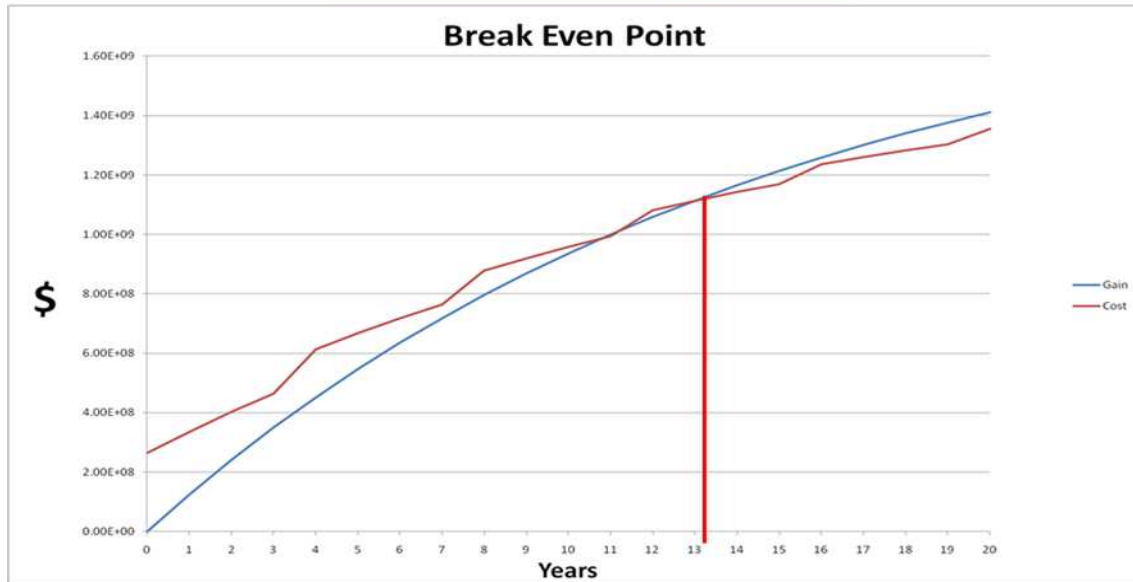
SIX GENERATORS  
LAYOUT WITH DIFFERENT CONNECTION OF UNIT TRANSFORMERS  
**AVAILABILITY**  
**Vs ECONOMIC ANALYSIS**



Graf..6.15: guadagni

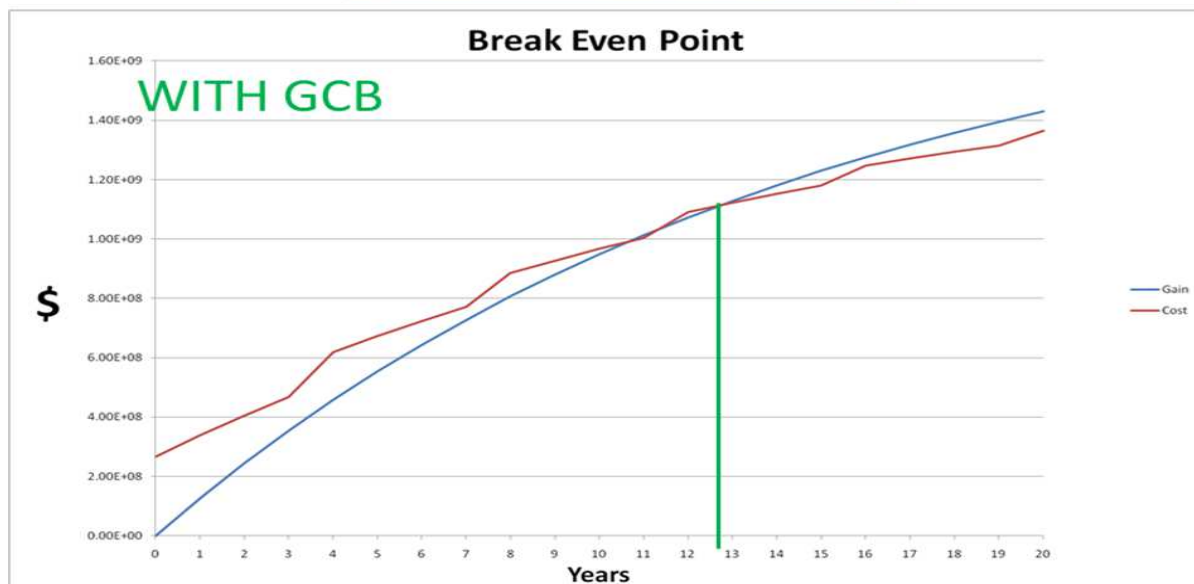
Break even point:

### LAYOUT A BASE SIX GENERATORS BREAK EVEN POINT



Graf.6.16: break even point NO GCB

### LAYOUT A 6 GCB SIX GENERATORS BREAK EVEN POINT



Graf..6.17: break even point con GCB

Dall'analisi del break even point si nota che l'impianto con l'interruttore di macchina ha un tempo di recupero dell'investimento minore di circa un anno rispetto a quello senza interruttore di macchina.

I risultati mostrano inoltre che l'introduzione dell'interruttore di macchina porta un aumento dell'1% del guadagno totale dell'impianto.

Lo studio di diversi collegamenti dei servizi ausiliari ci porta a concludere che la soluzione migliore è il "Layout B 6 GCB". Anche se questa soluzione ha i costi di acquisizione maggiori, il tipo di collegamento consente di ridurre le perdite nei trasformatori.

La ragione dei migliori risultati ottenibili con questo schema d'impianto è che il tasso di guasto della turbina a gas è maggiore di quello della turbina a vapore. Questo vuol dire che una turbina a gas ha un numero di guasti maggiori di una turbina a vapore. La riduzione delle perdite complessive deriva dal collegamento dei servizi ausiliari della turbina a vapore direttamente ad essa. Alimentando invece i servizi ausiliari della turbina a vapore da una turbina a gas, nell'arco del tempo di analisi dell'impianto si avrebbero perdite maggiori e meno energia venduta.

## 2.b) SCHEMI CON TRASFORMATORI A TRE AVVOLGIMENTI

Con queste ultime simulazioni (schemi 7,8,9) vogliamo analizzare soluzioni con diversi collegamenti di trasformatori a tre avvolgimenti con la presenza dell' interruttore di macchina.

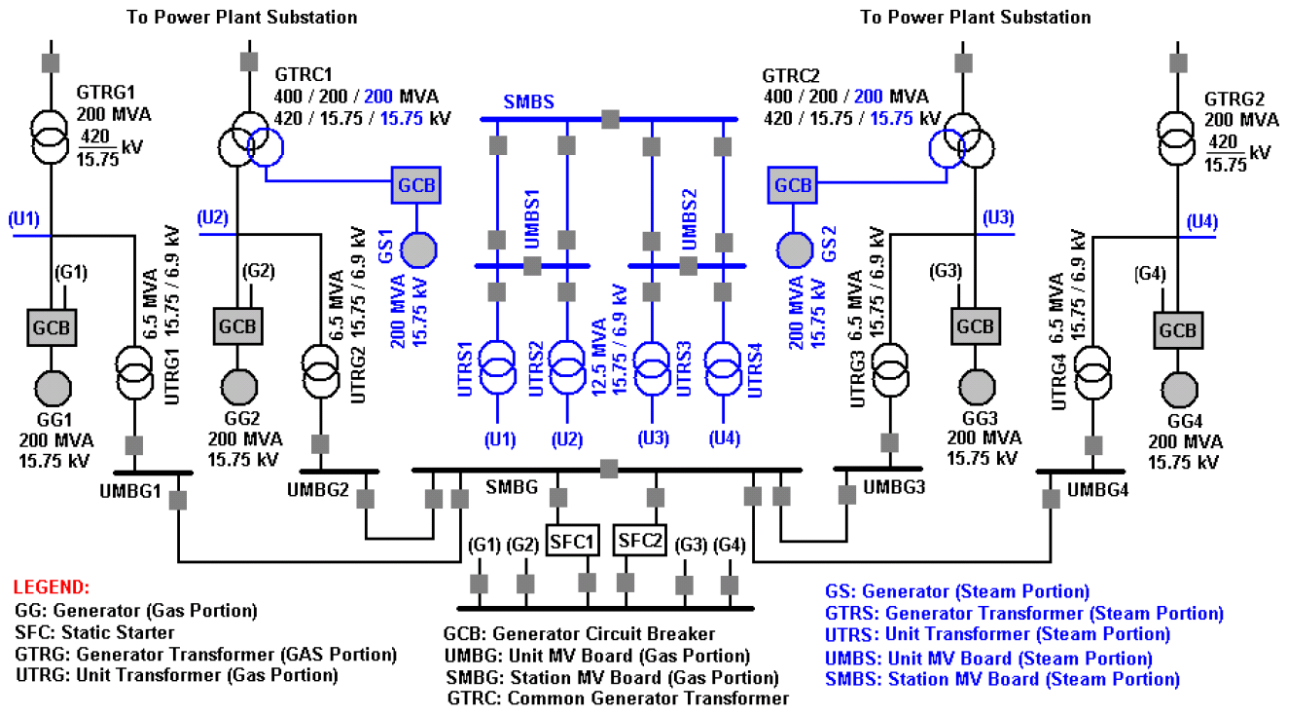


Fig.6.14: layout D 6 GCB

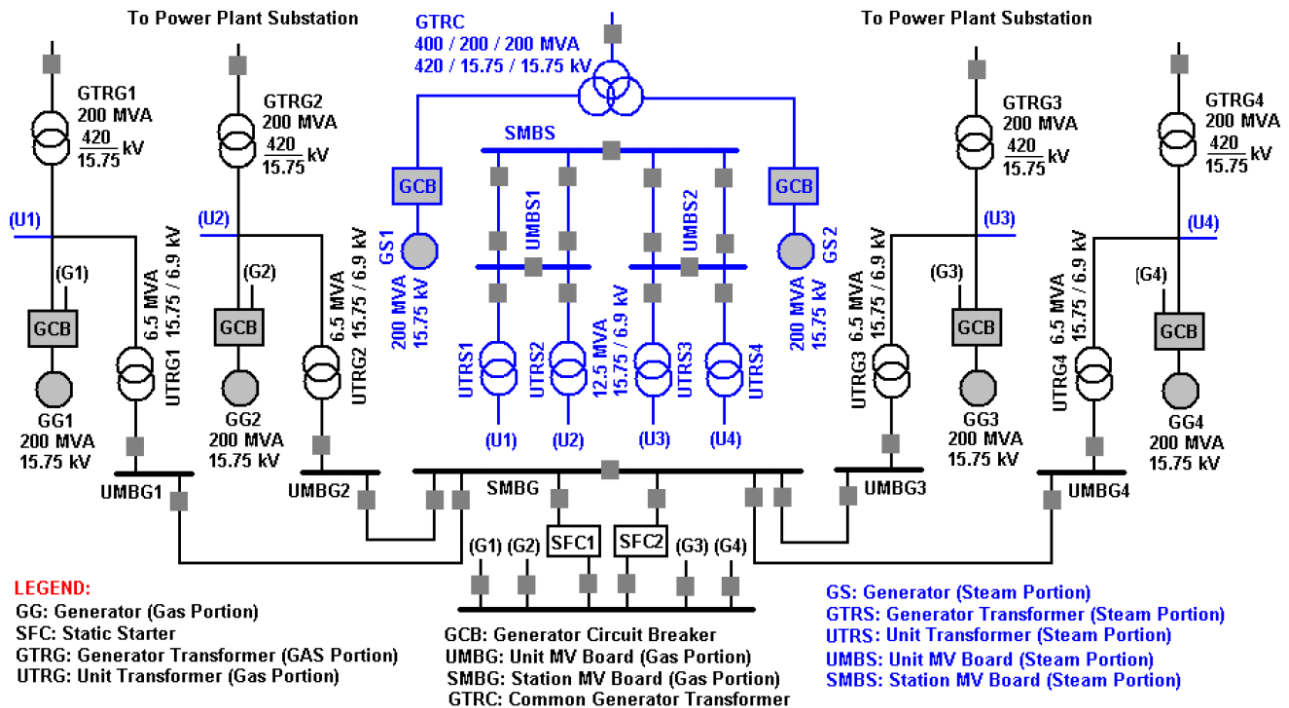


Fig.6.15: layout E 6 GCB

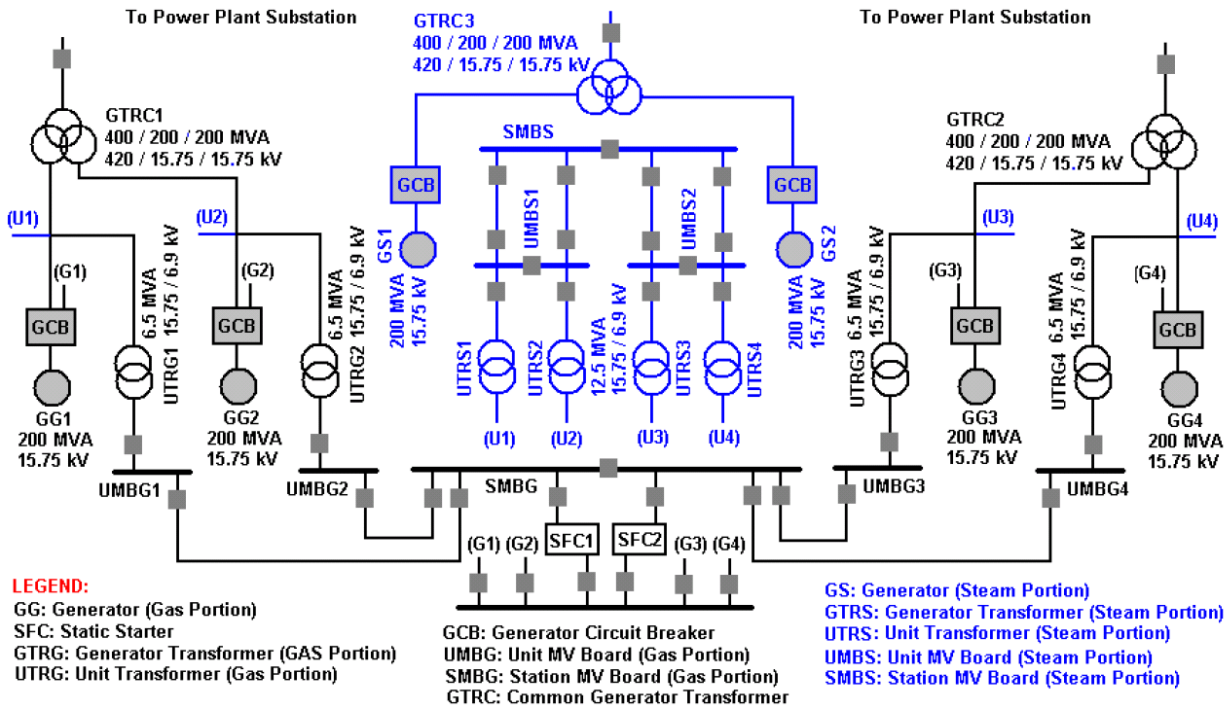
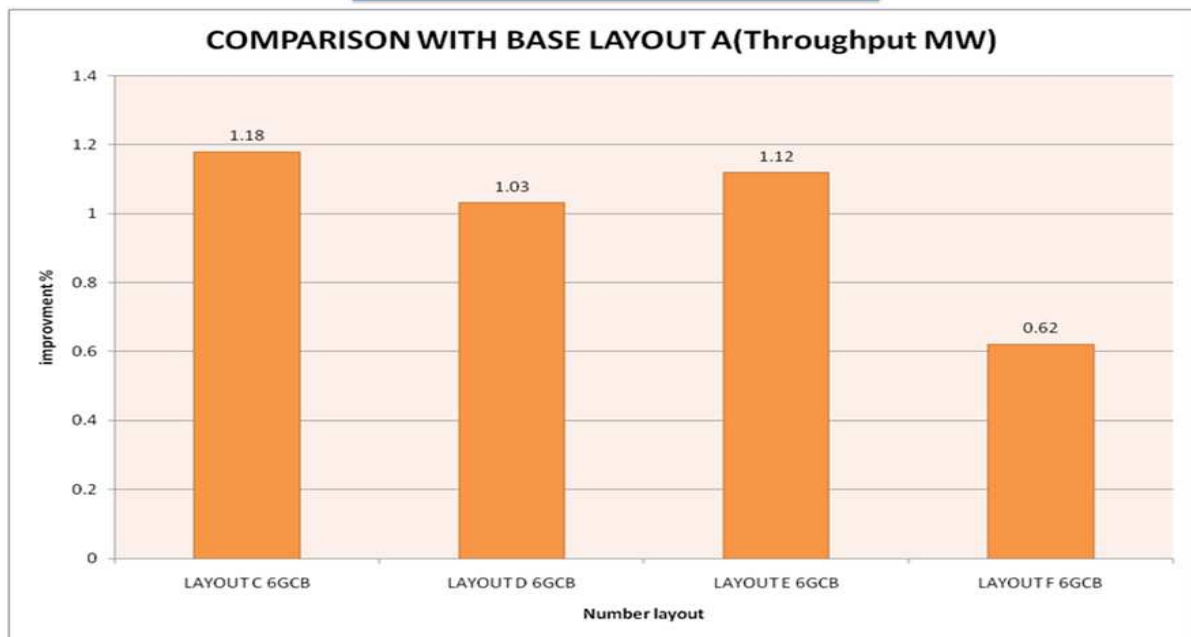


Fig.6.16: layout F 6 GCB

Analisi output programma PPW :

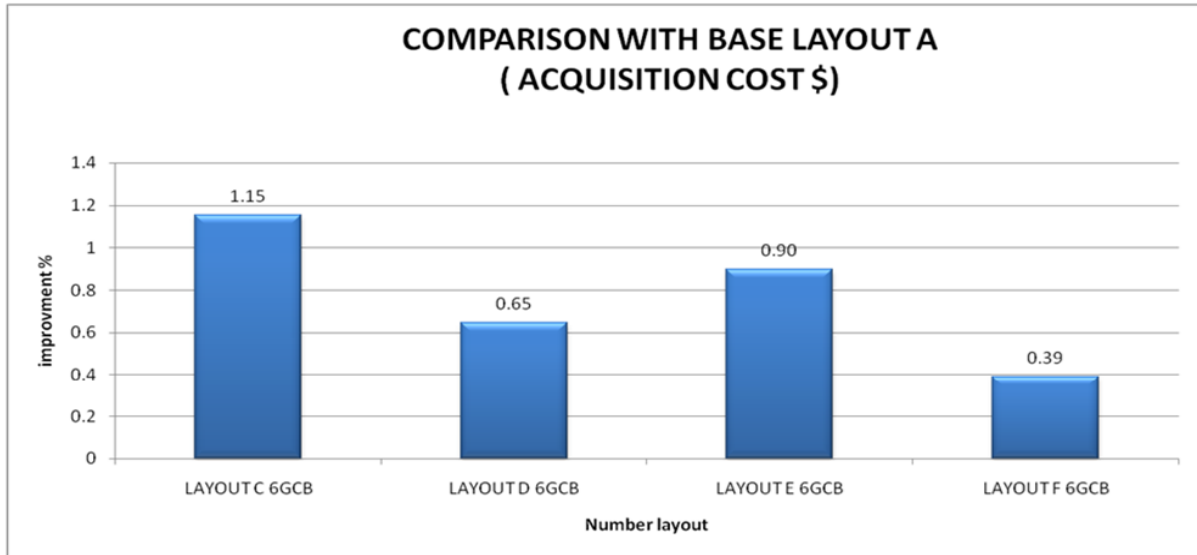
## SIX GENERATORS LAYOUT WITH 3 WINDING TRANSFORMERS AVAILABILITY



Graf.6.18: output potenza

Analisi economica costi di acquisizione:

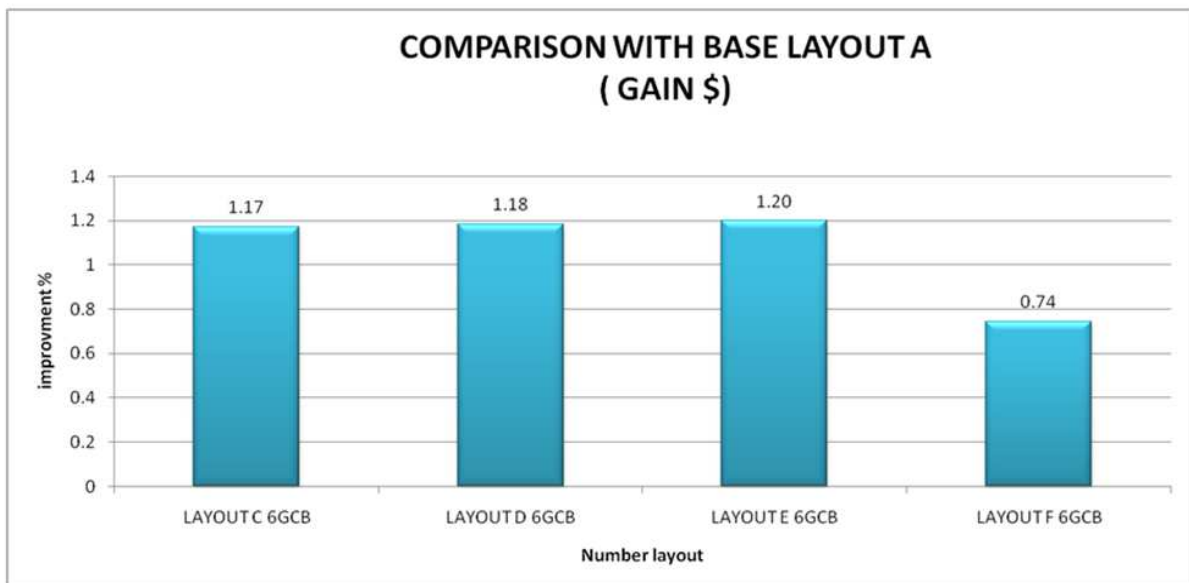
SIX GENERATORS  
LAYOUT WITH 3 WINDING TRANSFORMERS  
**AVAILABILITY VS ECONOMIC ANALYSIS**



Graf.6.19: costi di acquisizione

Analisi economica guadagni:

SIX GENERATORS  
LAYOUT WITH 3 WINDING TRANSFORMERS  
**AVAILABILITY VS ECONOMIC ANALYSIS**



Graf.6.20: guadagni

Nei risultati sono state riportate anche le analisi relative allo schema “Layout C 6 GCB” per avere anche un confronto tra la soluzione con sei trasformatori a due avvolgimenti e le soluzioni con trasformatore a tre avvolgimenti.

Lo studio di questa soluzione impiantistica è di notevole importanza. I calcoli mostrano infatti che due delle tre combinazioni di installazione dei trasformatori a tre avvolgimenti portano benefici maggiori rispetto alla soluzione con trasformatori a due avvolgimenti. Questa scelta va sempre accompagnata con la presenza dell' interruttore di macchina.

Queste soluzioni permettono di ridurre i costi di acquisizione e di aumentare il benefit dell'impianto.

## **RIEPILOGO**

LAYOUT CON TRE GENERATORI	TIPO DI SOTTOSTAZIONE	STUDIATI CON :	N° IMPIANTI STUDIATI
LAYOUT A	1 INTERRUTTORE E MEZZO	SENZA GCB & CON 3GCB	2
LAYOUT A	SINGOLA SBARRA	SENZA GCB & CON 3GCB	2
LAYOUT A	DOPPIA SBARRA 1 INTERRUTTORE	SENZA GCB & CON 3GCB	2
LAYOUT A	DOPPIA SBARRA 2 INTERRUTTORI	SENZA GCB & CON 3GCB	2
LAYOUT A	RING	SENZA GCB & CON 3GCB	2
LAYOUT A	1 INTERRUTTORE E MEZZO	SENZA GCB CON 1 STATION TRANSFORMER	1
LAYOUT A	2 INTERRUTTORE E MEZZO	SENZA GCB CON 2 STATION TRANSFORMER	1

Tab.6.1: riepilogo impianti studiati tre generatori

LAYOUT CON SEI GENERATORI	TIPO DI SOTTOSTAZIONE	STUDIATI CON :	N° IMPIANTI STUDIATI
LAYOUT A	1 INTERRUTTORE E MEZZO	SENZA GCB & CON 6GCB	2
LAYOUT B	1 INTERRUTTORE E MEZZO	SENZA GCB & CON 6GCB	2
LAYOUT C	1 INTERRUTTORE E MEZZO	SENZA GCB & CON 4GCB & 6GCB	3
LAYOUT D (TRASFORMATORI A TRE AVVOLGIMENTI)	1 INTERRUTTORE E MEZZO	6GCB	1
LAYOUT E (TRASFORMATORI A TRE AVVOLGIMENTI)	1 INTERRUTTORE E MEZZO	6GCB	1
LAYOUT F (TRASFORMATORI A TRE AVVOLGIMENTI)	1 INTERRUTTORE E MEZZO	6GCB	1

Tab.6.2: riepilogo impianti studiati sei generatori



Le soluzioni impiantistiche migliori sono:

- Sottostazione alta tensione; collegamento ad anello e presenza dell' interruttore di macchina.
- Collegamento servizi ausiliari turbine; ogni turbina deve fornire potenza ai propri servizi ausiliari attraverso il trasformatore
- Trasformatore tre avvolgimenti; l' utilizzo di un trasformatore a tre avvolgimenti collegato a due turbine a vapore consente minori costi di acquisizione e benefici maggiori.

LAYOUT CON TRE GENERATORI	TIPO DI SOTTOSTAZIONE	SOLUZIONE	GUADAGNO RISPETTO AL CASO BASE [%]
LAYOUT A	RING	3GCB	12,2

LAYOUT CON SEI GENERATORI	TIPO DI SOTTOSTAZIONE	SOLUZIONE	GUADAGNO RISPETTO AL CASO BASE [%]
LAYOUT B	1 INTERRUTTORE E MEZZO	6GCB	1,6
LAYOUT E	1 INTERRUTTORE E MEZZO	6GCB	1,2

Tab.6.3: riepilogo risultati

# CAPITOLO VII

## TRANSITORI ELETTRICI NEGLI IMPIANTI DI PRODUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA

In funzione di una prossima revisione alle norme internazionali che dettano le linee guida per il calcolo dei transitori elettrici negli impianti di produzione dell'energia elettrica, si è deciso di affrontare uno studio dettagliato dei possibili cortocircuiti che potrebbero coinvolgere l'interruttore di macchina (GCB).

Per studiare i regimi elettrici in cui il GCB deve operare verrà, innanzitutto, analizzato il transitorio di cortocircuito, sia quando esso è alimentato dalla rete, sia quando è alimentato dal generatore. Verrà inoltre preso in considerazione il caso della messa in parallelo con sincronizzazione del generatore fuori fase rispetto alla rete di trasmissione.

I dati indispensabili per un accurato calcolo di cortocircuito sono: i parametri elettrici e meccanici del generatore sincrono, i parametri del trasformatore elevatore, i dati della rete di trasmissione e i dati degli ausiliari di centrale (trasformatore, carico).

ABB Ltd, occupandosi d'interruttori di macchina, dispone di un database molto completo, contenente i dati sopra elencati per alcune decine di impianti di diversa natura sparsi per tutto il mondo.

L'analisi qui descritta ha utilizzato tutti questi dati per analizzare, tramite un programma di simulazione, i possibili cortocircuiti che potrebbero avvenire in tutti questi impianti. I risultati così ottenuti sono stati poi sottoposti ad un confronto dettagliato.

Vengono di seguito riportati alcuni schemi unifilari di principio che ritraggono a grandi linee l'architettura elettrica di diverse centrali per le quali è stata effettuata l'analisi dei cortocircuiti:

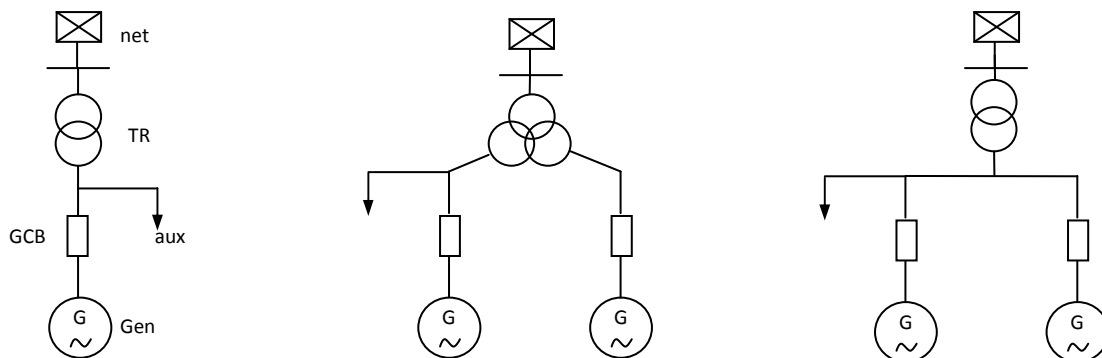


Fig.7.1: Possibili schemi unifilari

Il primo schema rappresenta l'architettura base di una qualsiasi centrale. Gli altri due possono essere invece rappresentativi di impianti a ciclo combinato o idroelettrici.

Esistono inoltre vari altri schemi possibili ma, al fine del calcolo delle correnti di cortocircuito, i diagrammi unifilari riportati sopra sono sufficienti per ricoprire tutta la casistica esistente.

Il contributo degli ausiliari alle correnti di guasto è a volte trascurabile, ma per una maggior precisione essi sono stati presi in considerazione, tenendo conto della loro reale connessione (trasformatore a due o tre avvolgimenti, ...).

Il software utilizzato per le simulazioni è EMTP (electromagnetic transient program). E' stato poi utilizzato Matlab per l'elaborazione dei transitori ottenuti.

I cortocircuiti dei quali ci siamo interessati sono quelli per i quali il GCB è chiamato ad intervenire.

E' possibile distinguere i seguenti casi:

- Generator source short circuit (unloaded), quando è il solo generatore ad alimentare il guasto considerando la macchina sincrona funzionante a vuoto prima del guasto stesso;
- Generator source short circuit (loaded), quando è il solo generatore ad alimentare il guasto considerando la macchina sincrona funzionante a carico ( $A_n, \cos\phi_n$ ) prima del guasto stesso;
- System source short circuit, quando è la sola rete di trasmissione ad alimentare il guasto;
- Out of phase synchronization, quando il GCB è chiamato a sopportare ed interrompere la corrente dovuta ad una sincronizzazione fuori fase con la rete.

Il guasto trifase netto rappresenta generalmente la condizione peggiore in termini di corrente: i ragionamenti successivi saranno sviluppati sulla base di questa considerazione.

La rappresentazione su uno schema unifilare dei diversi guasti elencati è la seguente:

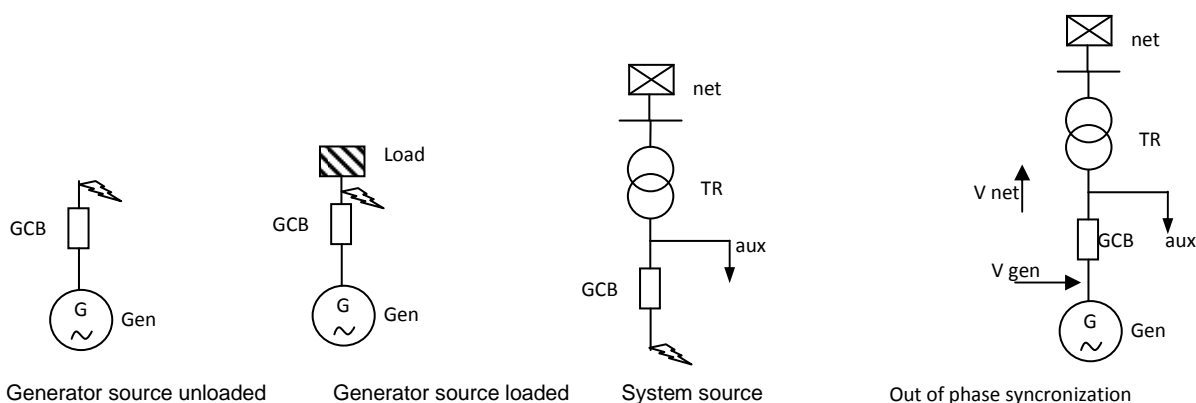


Fig.7.2: Guasti esaminati

Per quanto riguarda il guasto denominato system source, in figura non sono stati rappresentati quei casi in cui, oltre al contributo della rete, un generatore terzo concorre ad alimentare il guasto.

I dati disponibili nel database, per ciascun impianto, sono i seguenti:

Dati del generatore:

Rated Power

Rated Frequency

Rated Voltage

Minimum/Maximum Service Voltage

Rated Power Factor

Reactance Values (Saturated):

- Synchronous Reactance, Direct Axis
- Transient Reactance, Direct Axis
- Subtransient Reactance, Direct Axis
- Synchronous Reactance, Quadrature Axis
- Transient Reactance, Quadrature Axis
- Subtransient Reactance, Quadrature Axis
- Negative Sequence Reactance
- Zero Sequence Reactance

Resistance Values:

- Stator Resistance (DC)

Time Constants (Saturated):

- Transient Short-Circuit Time Constant, Direct Axis
- Subtransient Short-Circuit Time Constant, Direct Axis
- Transient Short-Circuit Time Constant, Quadrature Axis
- Subtransient Short-Circuit Time Constant, Quadrature Axis
- Armature Time Constant

Exciter:

- Field Current which produces the Rated Voltage on the Air Gap Line

Mechanical Data:

- Speed
- Moment of Inertia of Turbine and Generator

Dati del trasformatore elevatore e dei trasformatori dei servizi ausiliari:

Two-Winding Transformer

Design of Transformer:

- [ ] Three Single-Phase Units
- [ ] Three-Phase Three-Leg Shell-Type Unit
- [ ] Three-Phase Three-Leg Core-Type Unit
- [ ] Three-Phase Five-Leg Core-Type Unit

Voltage Regulation:

- [ ] No Voltage Regulation
- [ ] Voltage Regulation on HV-Side:
- [ ] On-Load Tap Changer
- [ ] Off-Load Tap Changer

Group Connection Yd --

Rated Power

Reference Power \*) Rated Frequency

Rated Voltage on HV-Side

Nominal Voltage on HV-Side (Nominal Tap)

Maximum Voltage on HV-Side (Maximum Tap)

Minimum Voltage on HV-Side (Minimum Tap)

Rated Voltage on LV-Side

\*) power on which pu values are based

Reactance Values:

- Short-Circuit Reactance:

- Nominal Tap

- Minimum Tap

- Maximum Tap

Resistance Values:

- Ohmic Voltage Drop:

- Nominal Tap

- Minimum Tap

- Maximum Tap

Dati della rete di trasmissione:

Rated Voltage of HV-System

Minimum/Maximum Service Voltage of HV-System

Rated Frequency

Method of Neutral-Point Connection of HV-System:

Total Short-Circuit Current at HV-Substation (with Contribution of All Generators and All Outgoing Lines):

- Maximum Three-Phase Short Circuit-Power

- X1/R1-Ratio

- X0/X1-Ratio

- R0/R1-Ratio

Prima di illustrare i risultati dell'indagine è necessario definire le grandezze in gioco, comuni a ciascuno dei quattro tipi di guasti mostrati in precedenza.

Si definisce corrente di corto circuito  $I_{RMS}$  di un interruttore di macchina il valore efficace della componente simmetrica della corrente di un guasto trifase netto che l'interruttore è chiamato ad interrompere alla tensione massima del sistema e alla frequenza nominale.

In un corto circuito assume inoltre importanza chiave l'asimmetria dell'onda di corrente, la quale influenza fortemente il successo dell'interruzione. Il valore numerico che meglio esprime questo fenomeno è il grado di asimmetria.

Si definisce grado di asimmetria il rapporto tra la componente continua della corrente di corto circuito  $I_{dc}$  e il valore massimo della componente simmetrica  $I_{ac}$ .

$$a = I_{dc} / I_{ac}$$

Grazie al programma di simulazione EMTP siamo stati in grado di studiare i transitori di corto circuito di 123 impianti reali così suddivisi:

- 49 impianti termoelettrici o nucleari (*thermal TH* and *nuclear* power plants *NU*);

- 62 impianti con turbine a gas o cicli combinati (*gas turbine GT and combined cycle CC*);
- 11 impianti di pompaggio o idroelettrici (*hydro HY and pump storage PS*);
- 1 impianti di compensazione sincrono.

Per ciascuno di questi impianti si sono simulati i quattro guasti prima elencati:

- Guasto trifase netto alimentato dal generatore a vuoto prima del guasto (*generator source unloaded*);
- Guasto trifase netto alimentato dal generatore a carico nominale prima del guasto (*generator source loaded*);
- Guasto alimentato dalla rete (*system source*);
- Sincronizzazione fuori fase (*out of phase synchronization*).

Per ciascun guasto si sono raccolti i seguenti risultati delle analisi:

- Valore di picco della corrente di guasto (*peak value/making current*);
- Valore della componente simmetrica della corrente di guasto  $I_{RMS}$  (*symmetrical component*);
- Grado di asimmetria  $a$  (*degree of asymmetry*).

Per quanto riguarda il valore della componente simmetrica e il grado di asimmetria essi sono stati “fotografati” dopo 39 ms dall’avvenimento del guasto. Questo valore è stato considerato identico per tutte le analisi al fine di poter confrontare tutti i diversi impianti. Ipotizziamo infatti che 39 ms sia il tempo che trascorre dall’inizio del guasto prima che un interruttore di macchina inizi ad aprire i propri contatti. Questo tempo viene denominato *contact parting time*.

Ogni modello di GCB ha il proprio contact parting time, ma 39 ms è un valore tipico, sulla base del quale è possibile osservare ed analizzare i risultati ottenuti.

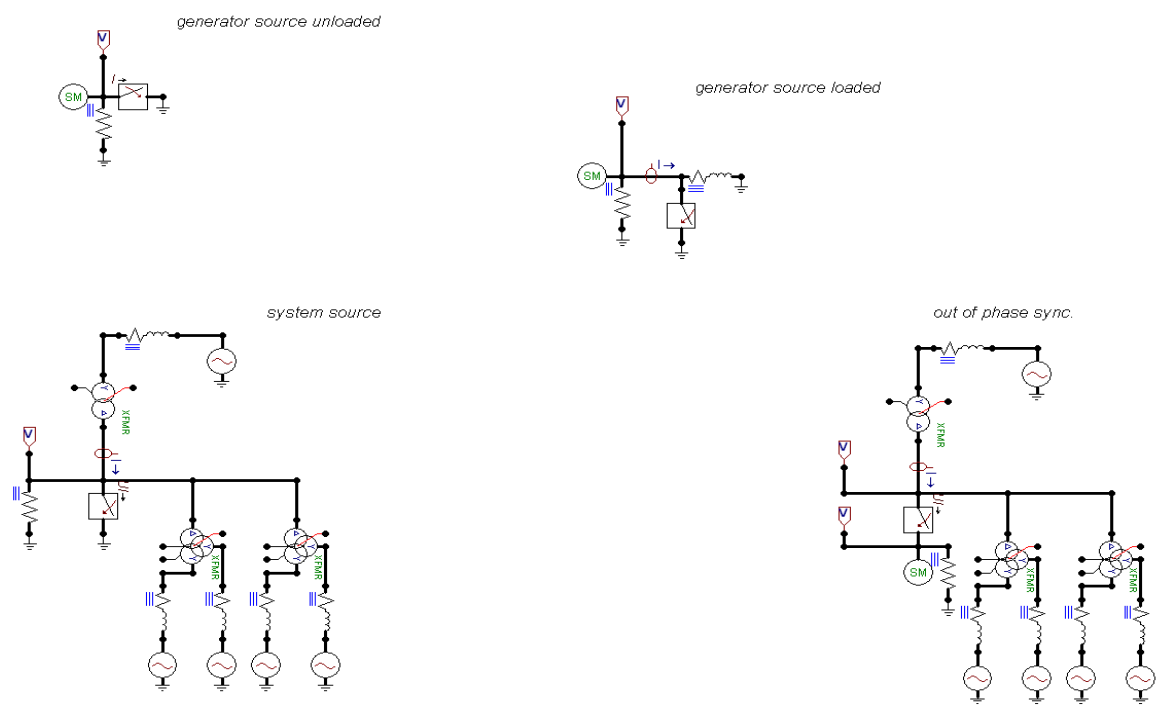
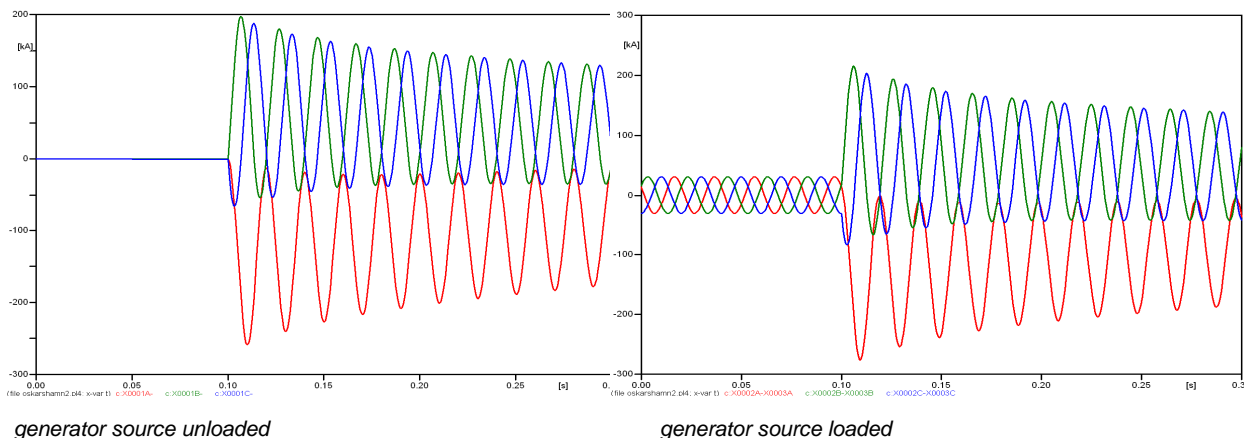


Fig7.3: screen EMTP

Nella figura sopra riportata si può osservare la schermata, relativa ad un impianto reale, del software EMTP utilizzato per le simulazioni. Si notano chiaramente i quattro diversi guasti studiati e tutti gli elementi dell'impianto.

In questo specifico caso si possono osservare i carichi ausiliari connessi a valle del GCB mediante due trasformatori a tre avvolgimenti (*unit transformers*).

Le forme d'onda delle correnti di guasto sono riportate nelle figure seguenti:



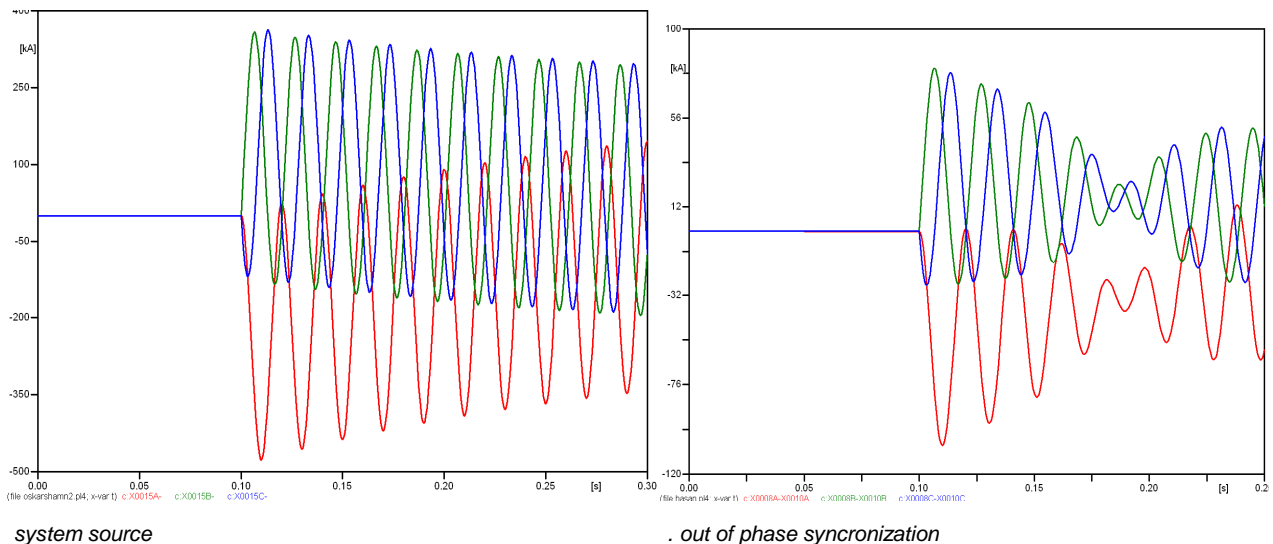


Fig.7.4: forme d'onda delle correnti di guasto

In questo esempio, relativo ad un impianto reale, sono riportate le quattro forme d'onda di nostro interesse. Il guasto accade sempre a 100 ms dall'inizio della simulazione.

La forma d'onda della corrente rappresentata in colore rosso è quella di maggior significato, essendo la fase nella quale la tensione è nulla al momento del guasto, quindi quella in cui la corrente associata raggiungerà valori più elevati, e quindi più gravosi per l'interruzione.

L'obiettivo dell'analisi non è esaminare nel dettaglio ciascun guasto, ma raccogliere quanti più dati possibile per ottenere un trend comune a ciascun gruppo di centrali (NU, TH, GT, CC, HY, PS). Tuttavia, da queste forme d'onda si possono notare le grosse differenze tra i diversi guasti e quindi cosa l'interruttore di macchina è chiamato ad interrompere.

Innanzitutto i due guasti alimentati dal generatore differiscono per la corrente circolante prima del guasto e di conseguenza dal valore stesso raggiunto successivamente. Il guasto con generatore a carico porta ad una situazione più gravosa proprio per questa ragione.

La corrente di corto circuito sostenuta dalla rete di trasmissione ha un valore maggiore; questo è dovuto alla minore reattanza fornita dalla serie rete più trasformatore elevatore rispetto a quella del generatore. D'altra parte, nel caso *system source* la corrente attraversa prima la linea dello zero rispetto alle forme d'onda *generator source*: ciò significa che il grado di asimmetria è molto più elevato nel secondo caso. Questo è fondamentalmente ciò che contraddistingue un interruttore di macchina da un normale interruttore di media tensione, il quale difficilmente potrebbe interrompere una corrente di guasto che non passi dallo zero per un intervallo di tempo così elevato (*delayed current zero*).

La forma d'onda della corrente che percorrerebbe l'interruttore in caso di sincronizzazione fuori fase è poco comune e per questo merita un approfondimento. Se i due fasori di tensione ai capi di



un polo dell'interruttore non sono in fase, nasce una differenza di potenziale che, quando il GCB stabilisce la connessione, fa scorrere una corrente equivalente ad una corrente di corto circuito, il cui valore dipende dallo sfasamento tra le tensioni.

Quando l'interruttore chiude, il rotore dell'alternatore accelera per colmare il gap angolare che esiste tra i due fasori; una volta colmato questo gap, la componente alternata diminuisce bruscamente, provocando degli accentuati ritardi nel passaggio per lo zero.

Per eseguire la simulazione dell'*out of phase synchronization* è di fondamentale importanza avere a disposizione il valore del momento d'inerzia del gruppo (rotore + turbina). Purtroppo questo dato non è facilmente reperibile: per questo motivo non siamo stati in grado di svolgere le simulazioni riguardanti la sincronizzazione fuori fase per la totalità degli impianti studiati.

La ragione principale per la quale avviene questo guasto sono gli errori di cablaggio commessi durante l'installazione o durante le manutenzioni. Questi errori di cablaggio portano in genere ad uno sfasamento tra i fasori di tensione di multipli di 30°, fino ad un massimo di 180°.

Le simulazioni eseguite prendono in considerazione tutte le possibilità di sfasamento: 30°, 60°, 90°, 120°, 150°, 180° sia nel caso in cui il fasore di tensione lato generatore dovesse trovarsi in anticipo sia nel caso in cui sia in ritardo rispetto al fasore lato rete. Per ciascun impianto che dispone del dato *moment of inertia* sono quindi stati simulati dodici casi di sincronizzazione fuori fase.

Riassumendo, per ciascuno dei 123 impianti sono stati simulati i seguenti guasti:

2 generator source, 1 system source, 12 out of phase synchronization (solo per gli impianti di cui si disponeva del momento d'inerzia del gruppo), per un totale di 15 condizioni di guasto.

Di seguito si riportano dei grafici rappresentativi di tutte le simulazioni effettuate.

## GUASTO ALIMENTATO DALLA RETE (SYSTEM SOURCE)

I primi risultati presentati riguardano il guasto alimentato dalla rete ad alta o altissima tensione, questi risultati saranno poi utilizzati come base di riferimento per il confronto degli altri tipi di corto circuito studiati.

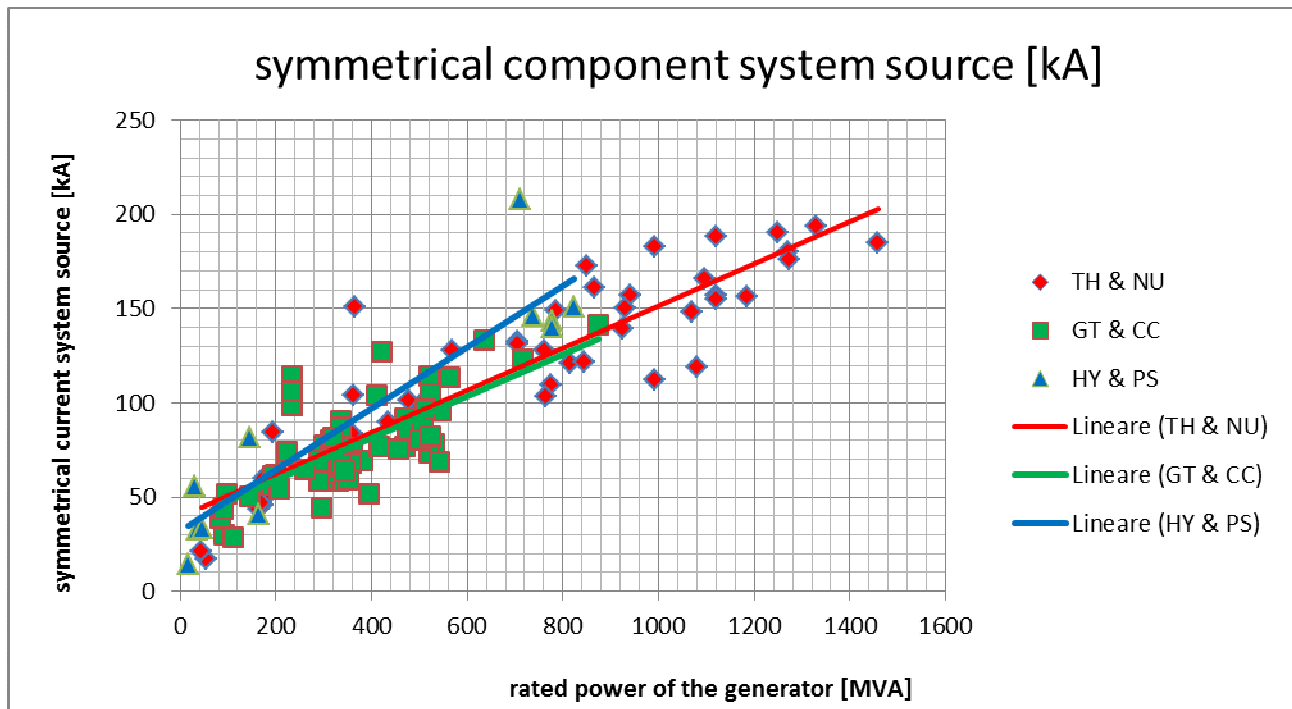


Fig.7.5 : Componente simmetrica della corrente di guasto alimentata dalla rete [kA]

In figura si può osservare la componente simmetrica della corrente di guasto alimentata dalla rete ad alta/altissima tensione. In ascissa è rappresentata la potenza nominale del generatore del gruppo al quale è connesso il GCB che sarà chiamato ad intervenire a seguito del corto circuito.

Il campione studiato copre un ampio intervallo di potenze: si va dai 16 MVA dell'impianto idroelettrico di Anta (Brasile) ai 1458 MVA della centrale termoelettrica di Angra (Brasile).

Ogni punto sul grafico si riferisce ad uno specifico gruppo di produzione. Le linee continue sono le curve di tendenza lineari per ciascun tipo d'impianto.

I punti di colore rosso sono gli impianti termoelettrici a carbone o nucleari: sono infatti gli unici a raggiungere valori di potenza nominale del generatore maggiore a 1400MVA.

I punti di colore verde sono rappresentativi dei gruppi turbogas o ciclo combinato single shaft: essi infatti si concentrano principalmente nell'intervallo di potenze nominali comprese tra i 100 e 600

MVA, solo in alcuni casi isolati di recente produzione questi tipi di impianti posso raggiungere potenze maggiori di 600 MVA.

I punti di colore blu si riferiscono alle centrali idroelettrica o di pompaggio, esse si dividono sostanzialmente in due gruppi: uno di piccola potenza (da 20 a 200 MVA) e uno di media /alta potenza (da 680 a 840 MVA).

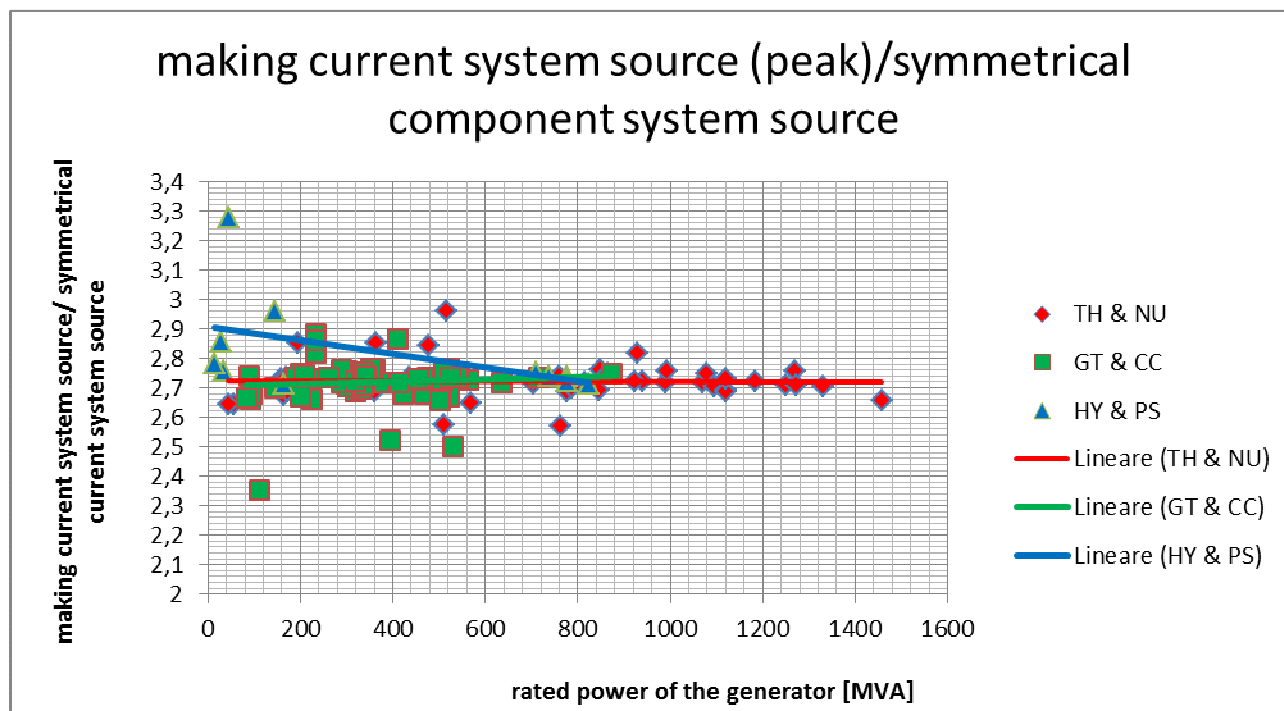


Fig.7.6: Picco della corrente di guasto alimentata dalla rete

Seguendo lo stesso codice colore del primo grafico è qui riportato il rapporto tra il valore di picco del system source e la componente simmetrica sempre del system source. La norma standardizza questo valore a 2,74; con il nostro studio abbiamo confermato quanto prescritto, in più possiamo però affermare che esistono dei casi per i quali il rapporto si scosta molto da quanto disposto. Infatti l'impianto di pompaggio di Robiei (Svizzera) e l'impianto turbogas di Heringwaerket (Danimarca) hanno rispettivamente un rapporto di 3,28 e 2,35.

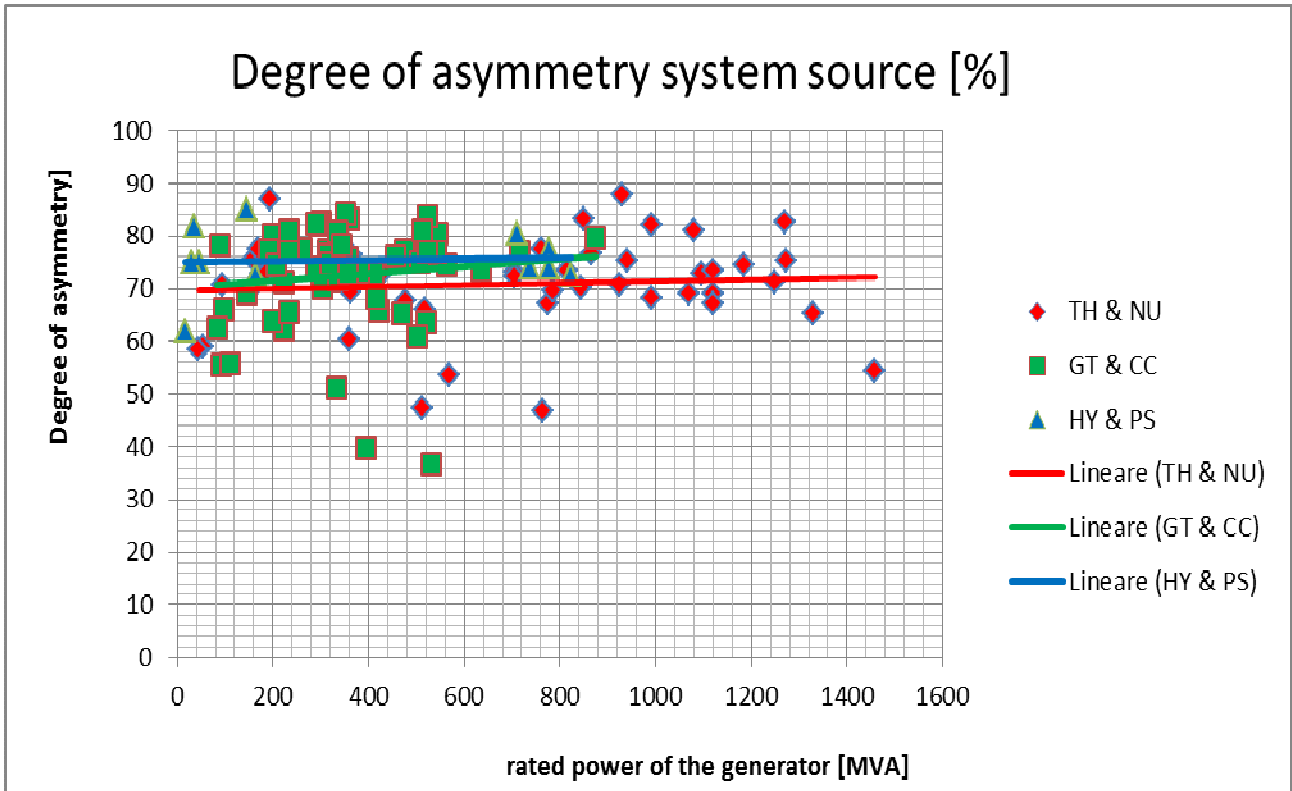


Fig.7.7: Grado di asimmetria corrente di guasto alimentata dalla rete

Il grado di asimmetria per il corto circuito system source non assume la stessa rilevanza del grado di asimmetria del generator source, infatti esso rimane in tutti i casi inferiore al 90%, ossia non si hanno delayed current zero.

## GUASTO ALIMENTATO DAL GENERATORE (GENERATOR SOURCE)

Passiamo ora all'analisi dei risultati concernenti i guasti alimentati dal solo generatore.

Nei grafici non si trova la differenza tra il caso a carico (*loaded*) o a vuoto (*unloaded*) prima del guasto perché si è deciso di riportare il valore maggiore tra i due.

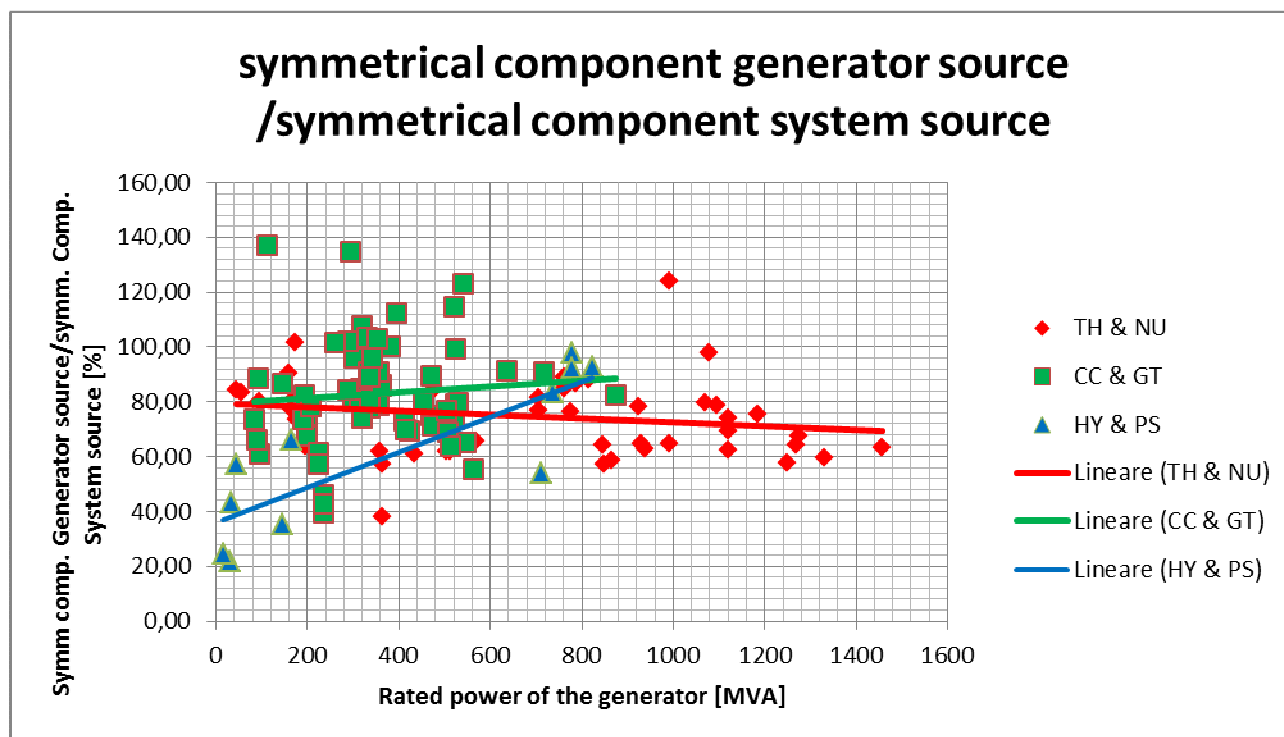


Fig.7.8: Valora percentuale della componente simmetrica alimentata dal generatore

In questo primo grafico è rappresentato il rapporto tra la componente simmetrica del *generator source* e la componente simmetrica del *system source*. La considerazione più rilevante è che per gli impianti HY e PS la curva di tendenza lineare è molto più ripida rispetto alla curva rossa o verde relativamente stabili intorno all' 80%. Il motivo di ciò è che alle potenze basse dei generatori (range 20-200 MVA), in tutti i casi, le centrali sono composte da più gruppi di produzione, quindi nel calcolo del *system source* tutti i gruppi meno uno (quello su cui si sta facendo la simulazione) contribuiscono alla corrente di guasto riducendo così drasticamente il rapporto raffigurato.

Questo ragionamento non vale per gli impianti di grossa potenza (range 680-840 MVA) poiché dotati di un numero ridotto di gruppi, ciascuno di grossa potenza e quindi connesso ad un proprio trasformatore.

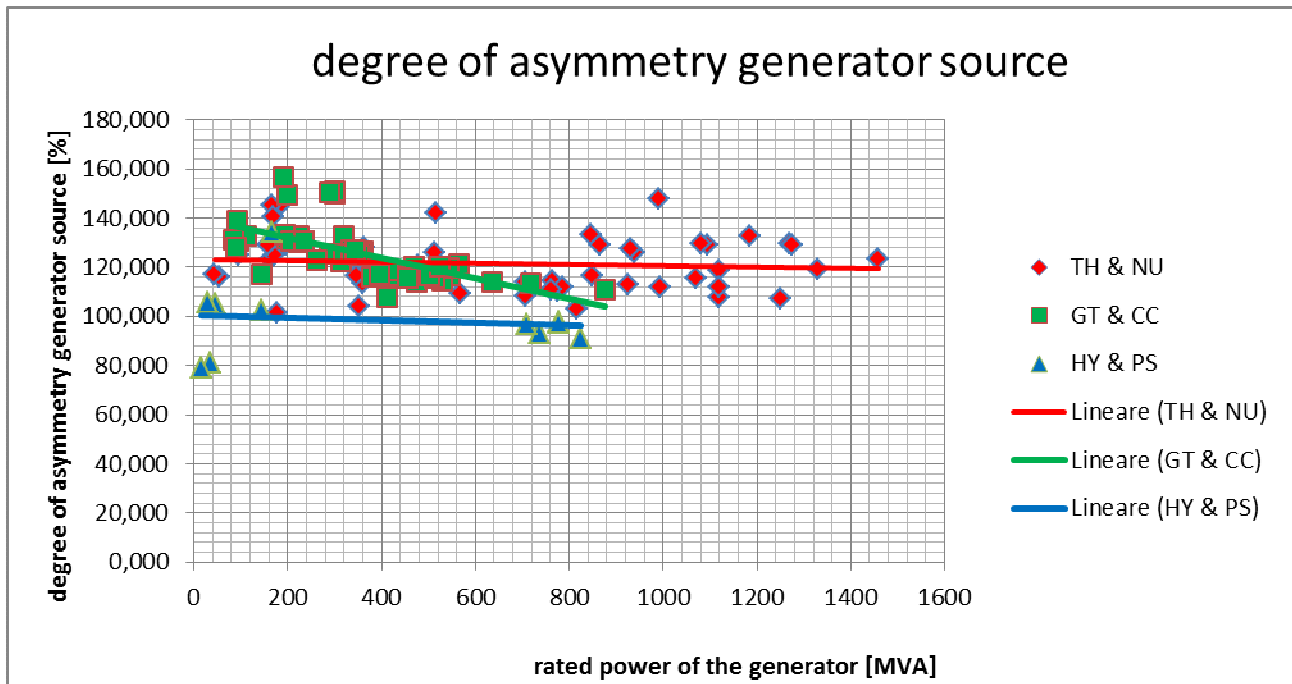


Fig. 7.9: Grado di asimmetria corrente di guasto alimentata dal generatore

Nel grafico riportato sopra sono stati rappresentati i gradi di asimmetria del *generator source* di tutti gli impianti studiati. Come per la componente simmetrica della corrente di guasto, anche in questo caso sono stati considerati i valori maggiori tra il caso *loaded* e *unloaded*.

La quasi totalità degli impianti, ad eccezione di alcuni gruppi idroelettrici o di pompaggio, ha un grado di asimmetria della corrente di guasto maggiore del 100 %: come già detto, questo porta a dei passaggi ritardati della corrente per lo zero, influenzando fortemente il successo dell'interruzione.

Inoltre per le basse potenze (da 40 a 400 MVA) la maggior parte dei cortocircuiti ha un grado di asimmetria che supera il 120%, proprio in questo range di potenze potrebbe essere indicato l'utilizzo dell'interruttore in vuoto invece dell'interruttore in SF<sub>6</sub>, ma gli elevati gradi di asimmetria non gli permettono di interrompere queste correnti di guasto.

Gli interruttori in vuoto (*vacuum breaker*) potrebbero invece funzionare sfruttando la loro piena potenzialità negli impianti idroelettrici di bassa potenza che, come mostrato nel grafico, non presentano eccessivi gradi di asimmetria.

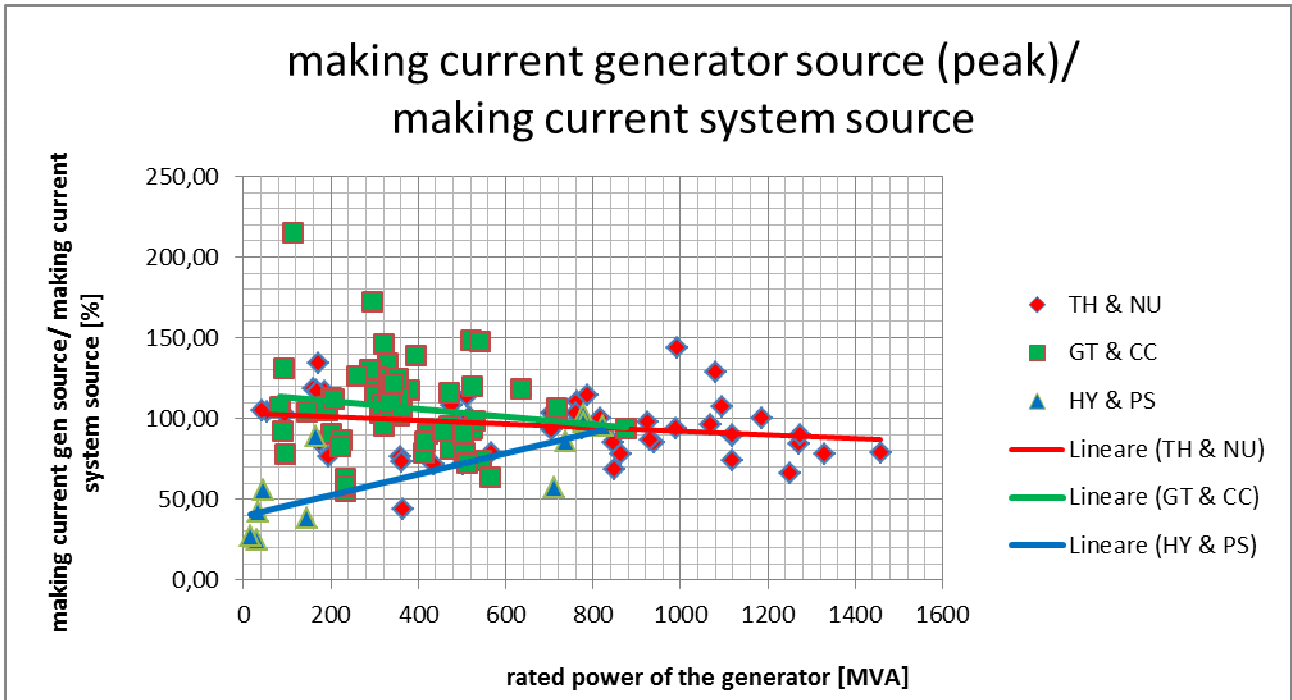


Fig.7.10: Picco della corrente di guasto alimentata dal generatore

In figura sono stati rappresentati i rapporti tra i valori di picco del *generator source* e il corrispettivo valore di picco del *system source*.

L'osservazione più importante riguarda la forte presenza di guasti con un valore di *making current* alimentata dal generatore maggiore di quella prodotta dalla rete. Ciò è dovuto al fatto che la componente alternata della corrente di guasto *system source* non cala nel tempo, a differenza della componente alternata della corrente di corto circuito alimentata dal generatore, che diminuisce in funzione delle costanti di tempo transitoria e sub transitoria.

## SINCRONIZZAZIONE FUORI FASE

Come già menzionato, solo 77 impianti su 123 erano correlati dal dato *moment of inertia* del gruppo, dato essenziale per questa analisi.

Per semplicità, si mostrano i soli risultati dettagliati relativi ad uno sfasamento tra i fasori di tensione a valle e monte del GCB di  $90^\circ$  e  $180^\circ$ . Si riporta poi un grafico dei trend per tutti gli altri sfasamenti simulati:  $30^\circ, 60^\circ, 120^\circ, 150^\circ$ .

E' stato rappresentato il valore maggior tra il caso in ritardo (*lagging*) e in anticipo (*leading*).

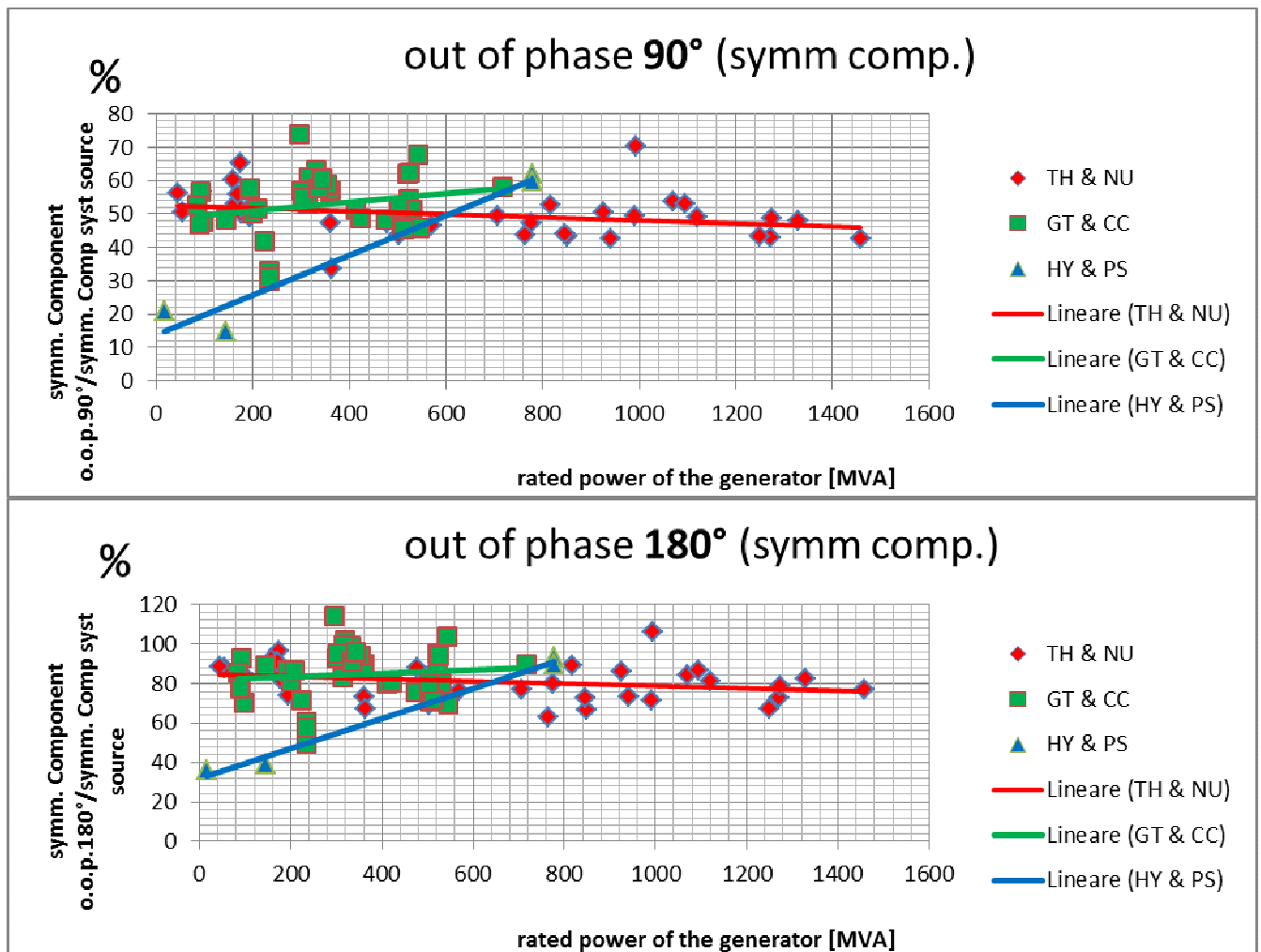


Fig.7.11: Componente simmetrica della corrente di guasto conseguente a una sincronizzazione fuori fase



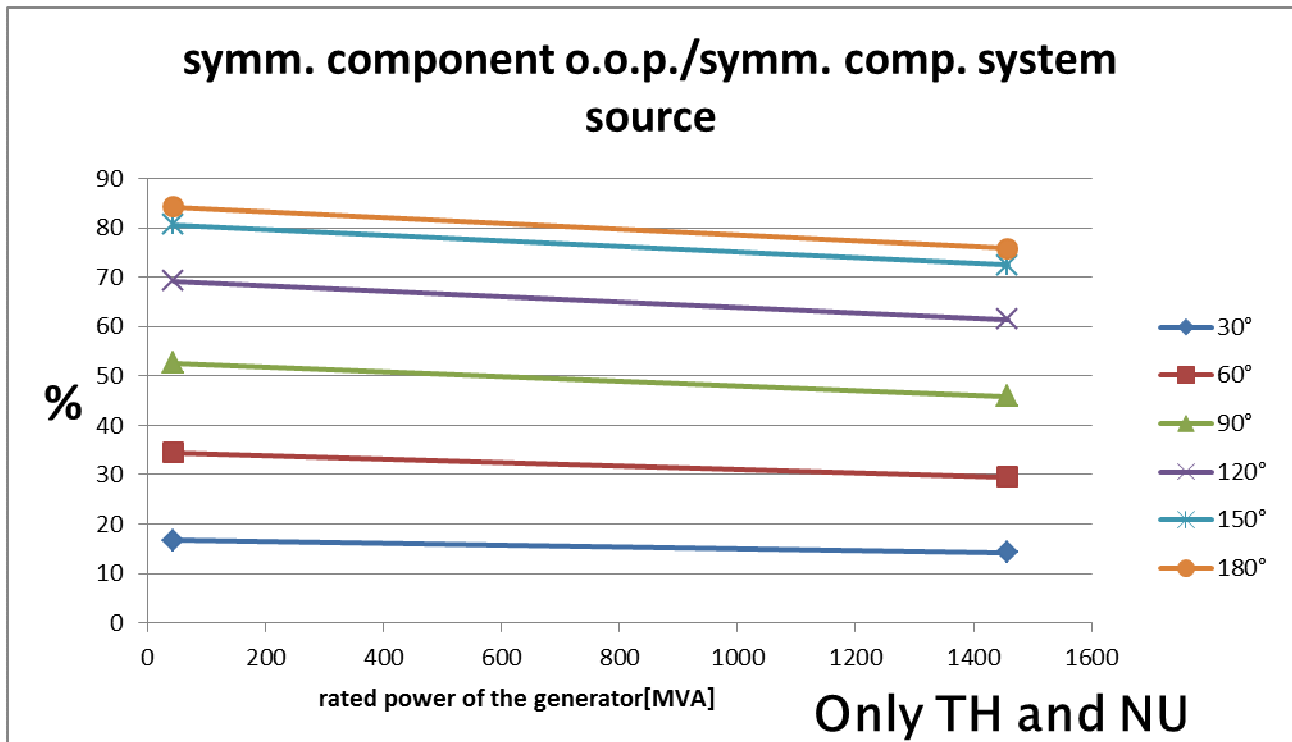


Fig.7.12: trend componenti simmetriche per tipo d'impianto

La norma IEEE Std C37.013 afferma che l'interruttore va testato, in condizioni di *out of phase*, con uno sfasamento di 90° tramite una corrente di guasto con componente simmetrica pari al 50% della componente simmetrica del *system source*. Il nostro studio conferma l'utilità in generale di questa richiesta. Tuttavia, la norma non considera nel dettaglio tutto il transitorio (influenza di tutte le reattanze del generatore): infatti in alcuni casi il guasto fornisce una corrente maggiore del 50%.

A seguito delle nostre simulazioni, basate sul modello dinamico completo del sistema, possiamo affermare che è sempre opportuno non fermarsi a quanto afferma la norma ma approfondire l'analisi di guasto, simulando ciascuno dei possibili casi utilizzando gli specifici dati dell'impianto in esame. ABB ha deciso in effetti di fornire maggiori garanzie rispetto a quanto richiesto dalla norma, testando i propri interruttori di macchina, oltre che a 90°, con uno sfasamento di 180° e al 90%; condizioni di test che i risultati della nostra ricerca mostrano essere potenzialmente più gravose di quella prescritta.

Per quanto riguarda l'ultimo grafico, in esso sono raffigurate le sole linee di tendenza per tutti gli angoli. Si può osservare che all'aumentare dell'angolo di sfasamento tra i fasori di tensione ai capi del GCB, aumenta la componente simmetrica della corrente di guasto fino ad un valore massimo raggiunto con un delta di 180°.

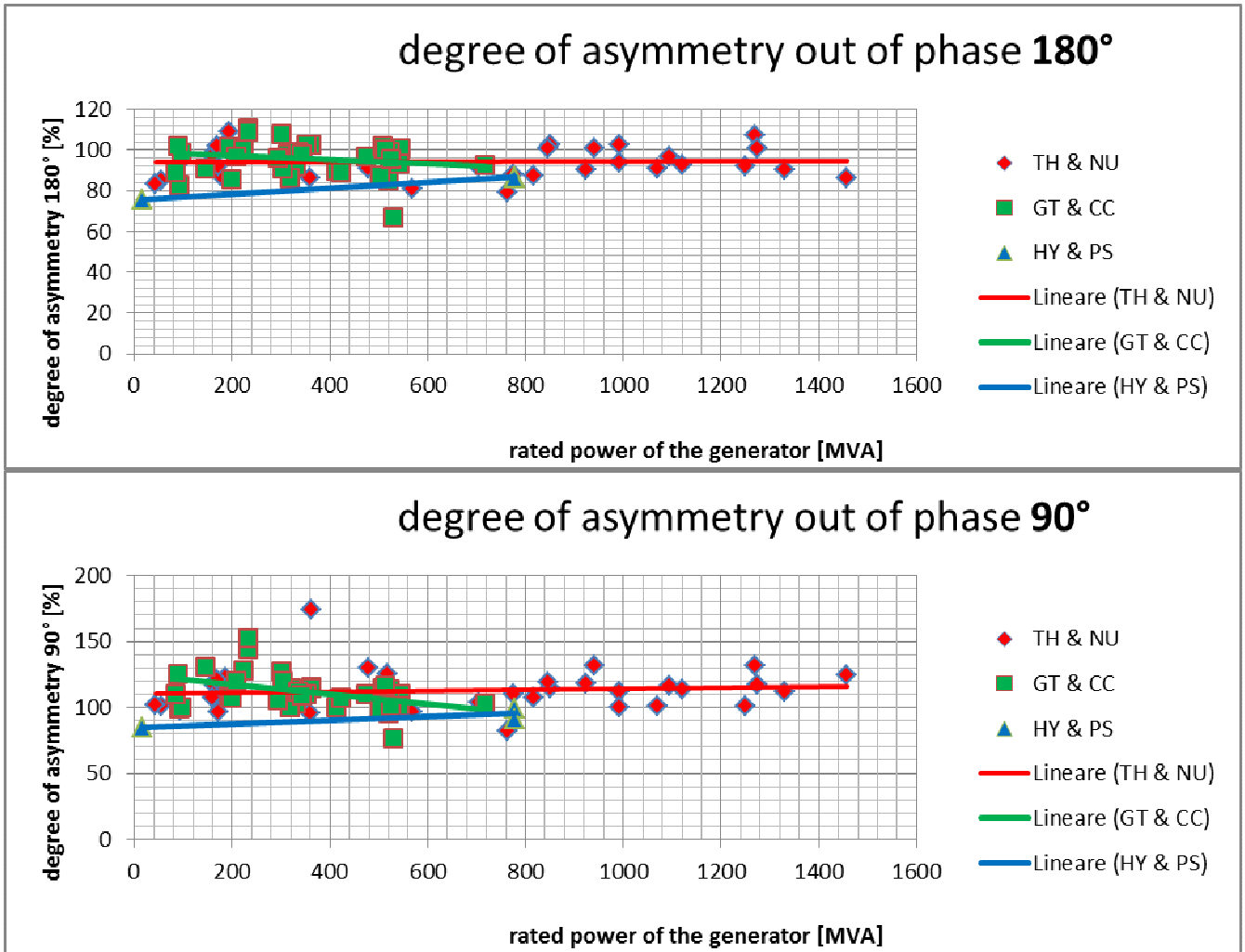


Fig.7.13: Grado di asimmetria riguardante la sincronizzazione fuori fase

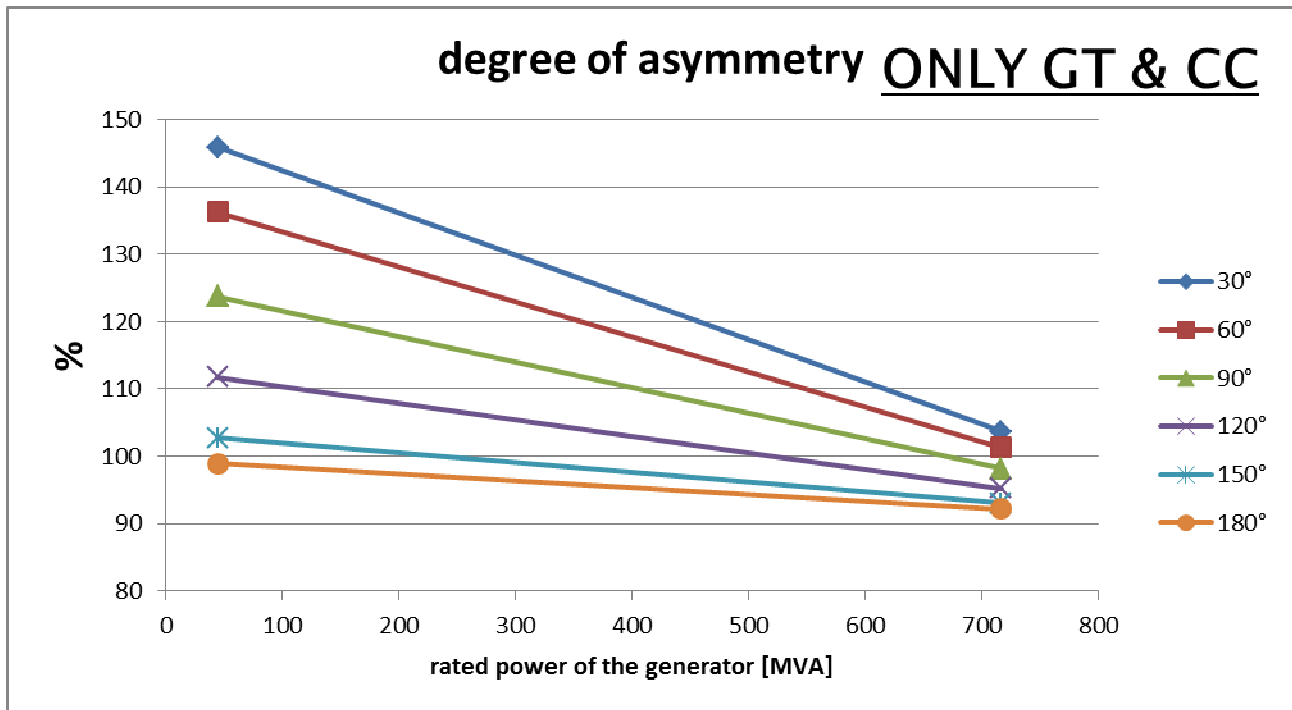


Fig.7.14: Trend grado di asimmetria per tipo d'impianto

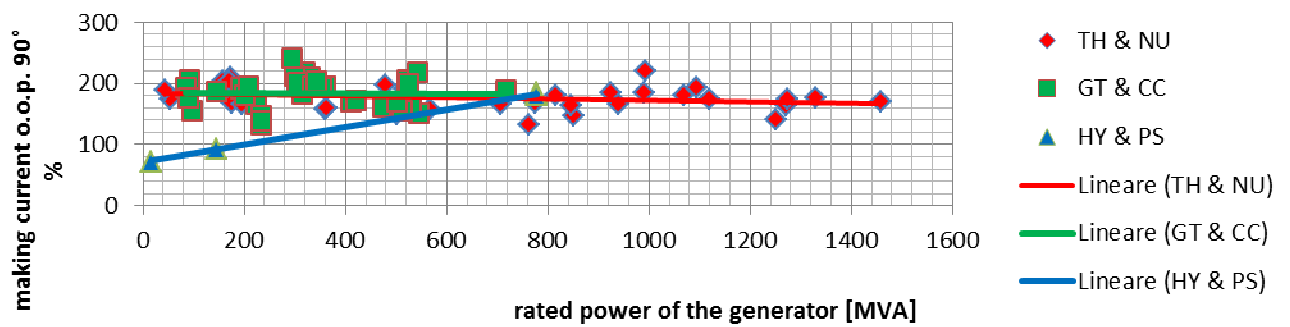
Il grado di asimmetria decresce all'aumentare dell'angolo di sfasamento, contrariamente a quanto avviene per la componente simmetrica: questo è dovuto all'allontanarsi nel tempo, all'aumentare dell'angolo, di quella parte di forma d'onda della corrente di guasto praticamente priva di componente alternata. Infatti il rotore impiegherà più tempo a colmare un gap di 180° piuttosto che un gap di 90°.

Nel grafico che riporta le trendlines per le turbine a gas e i cicli combinati, si osserva per ciascun angolo, una forte pendenza negativa. All'aumentare della potenza del gruppo, infatti, il momento d'inerzia sarà più consistente, portando così ad una riduzione del grado di asimmetria.

Di seguito si riportano per completezza i risultati relativi alla corrente di picco durante un *out of phase synchronization* comparata con la componente simmetrica dell'associato *system source*.

Per questi grafici valgono le stesse considerazioni fatte per le componenti simmetriche delle correnti di guasto *out of phase*.

making current out of phase **90°**/symm. comp.  
system source



making current out of phase **180°**/symm. comp.  
system source

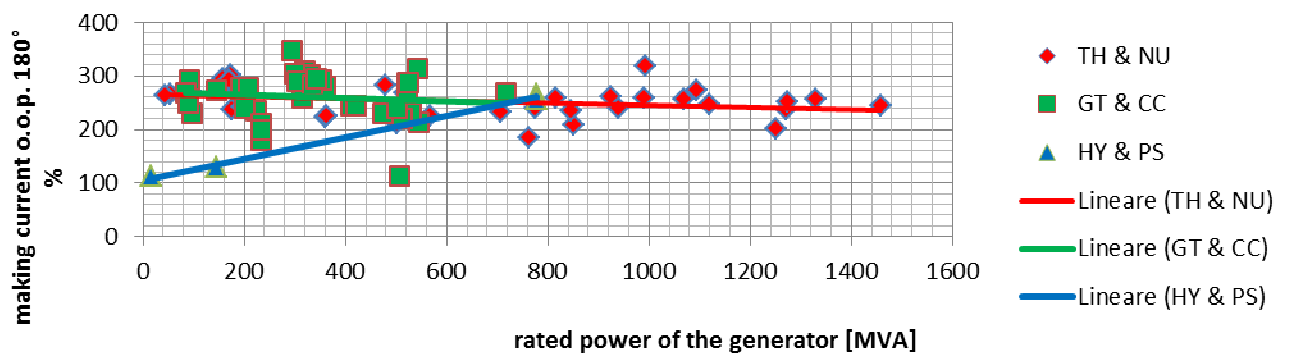


Fig.7.15: Picco di corrente sincronizzazione fuori fase

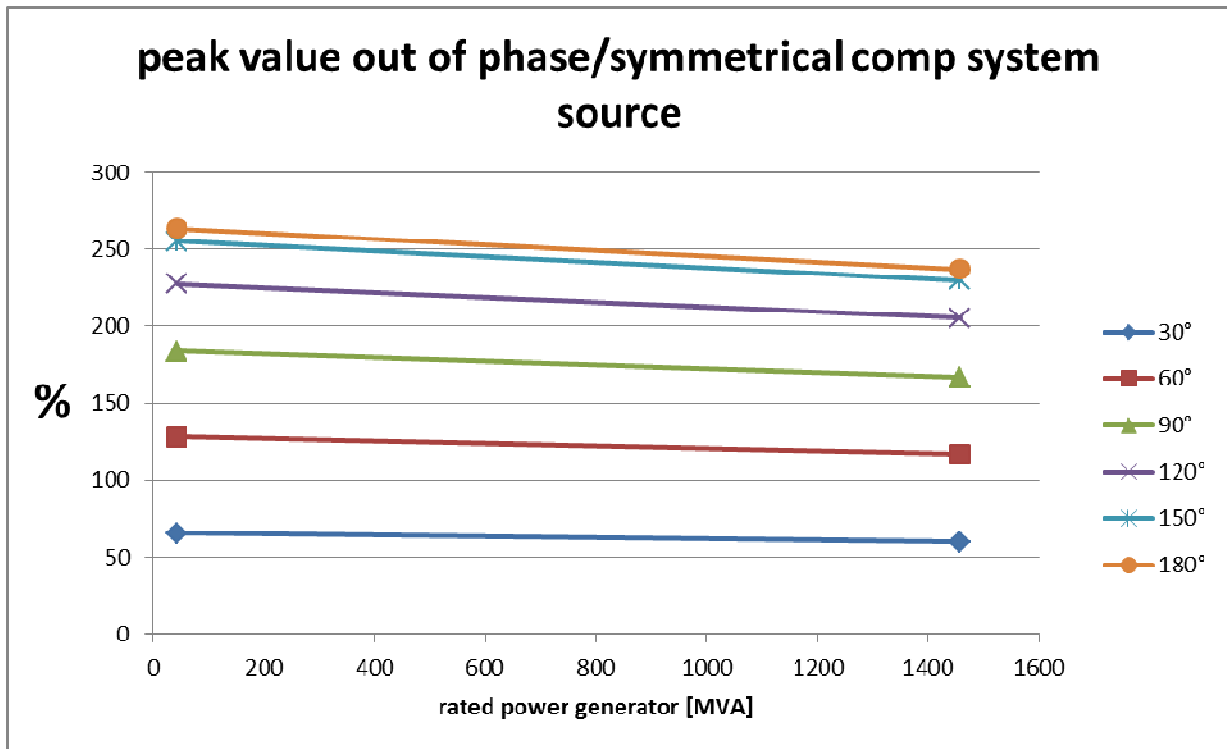


Fig. 7.16 Trend del picco di corrente, sincronizzazione fuori fase per tipo di impianto

## EFFETTO DELLA TENSIONE IN ANTICIPO O IN RITARDO NELLA SINCRONIZZAZIONE FUORI FASE

Nei grafici precedenti riguardanti le correnti di guasto dovute alla sincronizzazione fuori fase, si è sempre considerato il caso più gravoso tra i due possibili (tensione lato generatore in anticipo o ritardo rispetto alla tensione lato trasformatore elevatore).

Esiste quindi una differenza tra questi due casi che caratterizza la maggior parte degli impianti studiati.

Definiamo qui di seguito alcuni termini:

parleremo di ritardo (*lagging*) quando il fasore di tensione lato generatore ( $V_{gen}$ ) è in ritardo di un angolo  $\delta$  rispetto al fasore lato trasformatore ( $V_{net}$ ), e viceversa, parleremo di anticipo (*leading*) quando il fasore lato generatore è in anticipo rispetto al fasore tensione lato trasformatore

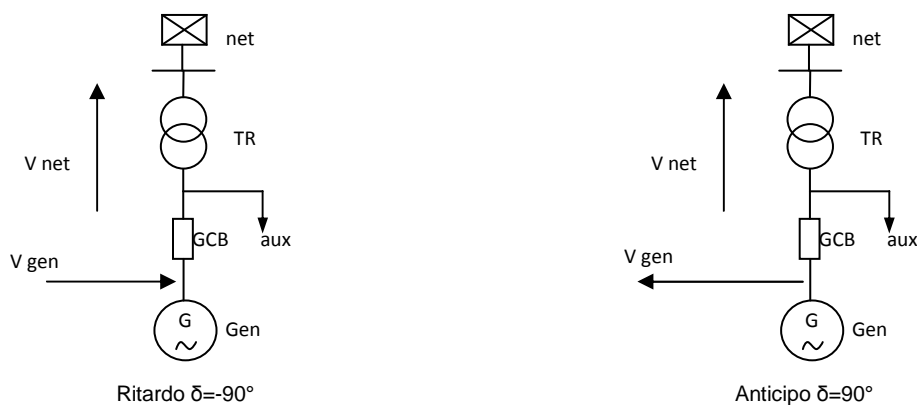


Fig.7.17 Ritardo e anticipo nella sincronizzazione fuori fase

Di seguito si riporta in grafico il risultato delle simulazioni sull'*out of phase synchronization* relativo ad un impianto reale.

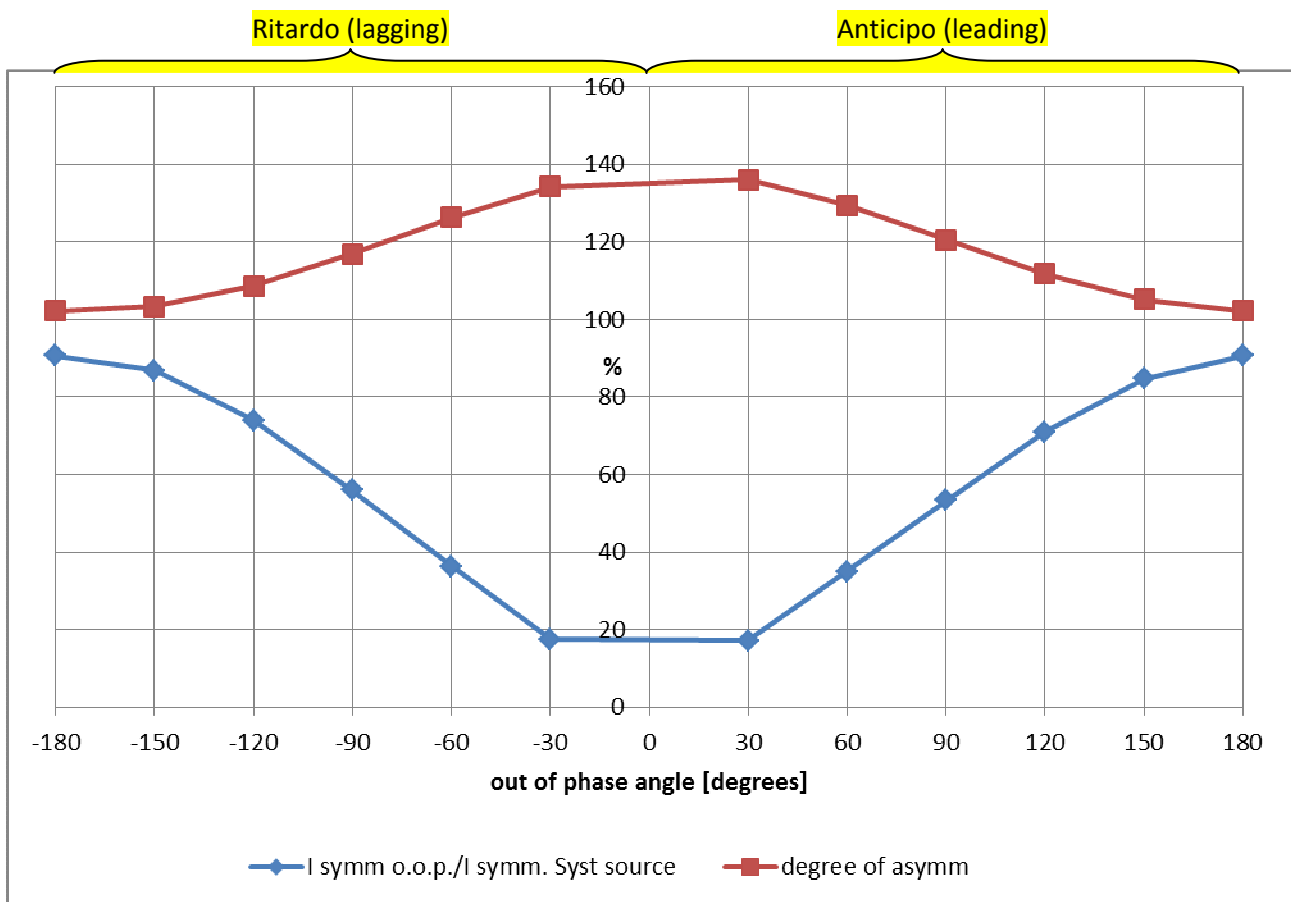


Fig.7.17: Grado di asimmetria e componente simmetrica di un impianto reale

I punti rossi rappresentano il grado di asimmetria per ciascun valore di delta; mentre i punti blu sono le componenti simmetriche delle correnti di guasto ai diversi angoli delta, riferite alla componente simmetrica del *system source* dello stesso impianto.

La figura riproduce nuovamente il trend già mostrato in precedenza secondo il quale all'aumentare dell'angolo di sfasamento  $\delta$  il grado di asimmetria diminuisce mentre aumenta la componente simmetrica della corrente.

E' da sottolineare inoltre che entrambe le grandezze riportate in grafico assumono valori diversi a seconda del valore positivo o negativo di  $\delta$ , ossia se la sincronizzazione avviene in anticipo o in ritardo.

Infatti osservando attentamente i casi  $\delta=+90^\circ$  e  $\delta=-90^\circ$  si nota come il grado di asimmetria sia più elevato per  $\delta=+90^\circ$  mentre la componente simmetrica sia inferiore nel caso  $\delta=+90^\circ$  rispetto al caso  $\delta=-90^\circ$ .

Con questa analisi abbiamo voluto verificare sul campo, mediante dati reali, quanto è possibile trovare in letteratura. Il motivo di questo fenomeno è:

*“The reason for the asymmetry of the curves at  $+\delta_0$  and  $-\delta_0$  is the asynchronous braking torque.[...] This braking torque accelerates the backward movement of the rotor in the domain of positive  $\delta_0$  and decelerates the forward movement at negative  $\delta_0$ . Hence the rotor reaches the instant  $\delta=0$  earlier for synchronizing at  $+\delta_0$  than at  $-\delta_0$ .*

*Consequently the d.c. component is slightly higher for positive  $\delta_0$ .”<sup>[1]</sup>*



## ANALISI DEL TRANSITORIO NEL CASO DI CORTO CIRCUITO ALIMENTATO DA UNA MACCHINA SINCRONA

Ponendo attenzione al panorama legislativo attuale e futuro, obiettivo conclusivo del nostro lavoro è stato quello di verificare mediante simulazioni quanto è già possibile trovare in letteratura, e proporre la modifica di un aspetto della norma IEEE Std C37.013 che nella sua stesura attuale si presta a diverse interpretazioni ingannevoli.

In un normale corto circuito ohmico induttivo, che non coinvolge una macchina sincrona, sappiamo che nasce una componente unidirezionale che fa sì che la corrente, variabile di stato, non subisca discontinuità nell'istante in cui avviene il guasto. Questa componente unidirezionale "si adegua" in funzione dell'istante in cui avviene il guasto.

Quando invece il cortocircuito interessa una macchina sincrona, ciò non si verifica, essendo la componente unidirezionale predeterminata dalla tensione ai capi del generatore prima del guasto. Sarà invece la componente alternata ad adeguarsi in funzione delle condizioni di carico pre-guasto. Si riporta di seguito la figura riassuntiva per questo argomento, riportata dalla norma sopra citata.

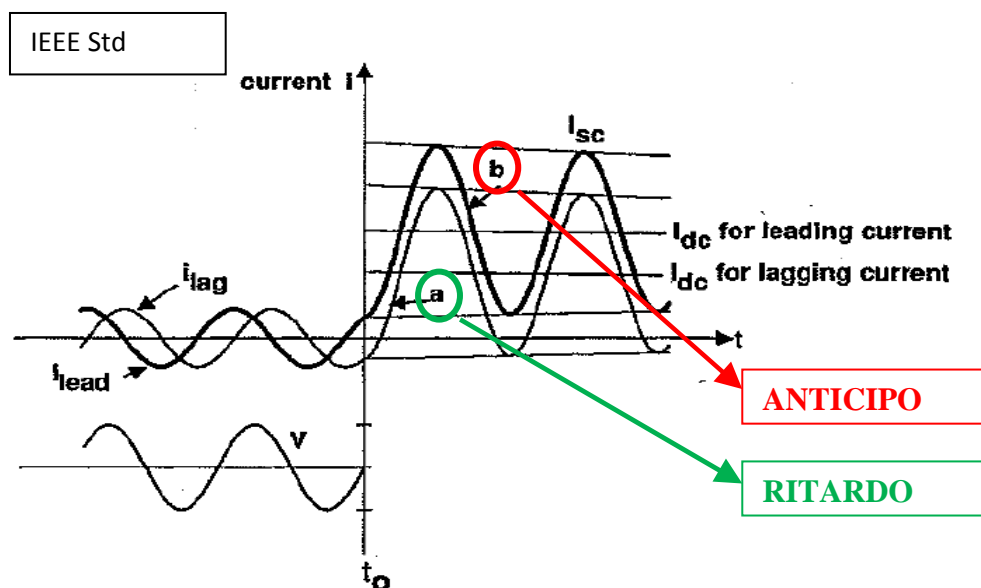


Figure 9— DC component of generator-source short-circuit current for leading or lagging load current prior to short-circuit

Fig.7.18: Grafico tratto dallo standard IEEE (cap.I, [2])

Dalla figura si nota come il corto circuito ai capi di un generatore venga trattato esattamente come un normale guasto. Infatti, a parità di istante di guasto, è la componente unidirezionale ad adeguarsi al valore di corrente a  $t_0$ , a seconda che essa sia in anticipo o in ritardo rispetto alla tensione.

Di seguito si riporta invece il risultato di una simulazione di guasto ai capi di un generatore sincrono (dati relativi ad un impianto reale in India). Le ipotesi di guasto corrispondono al caso descritto dalla norma.

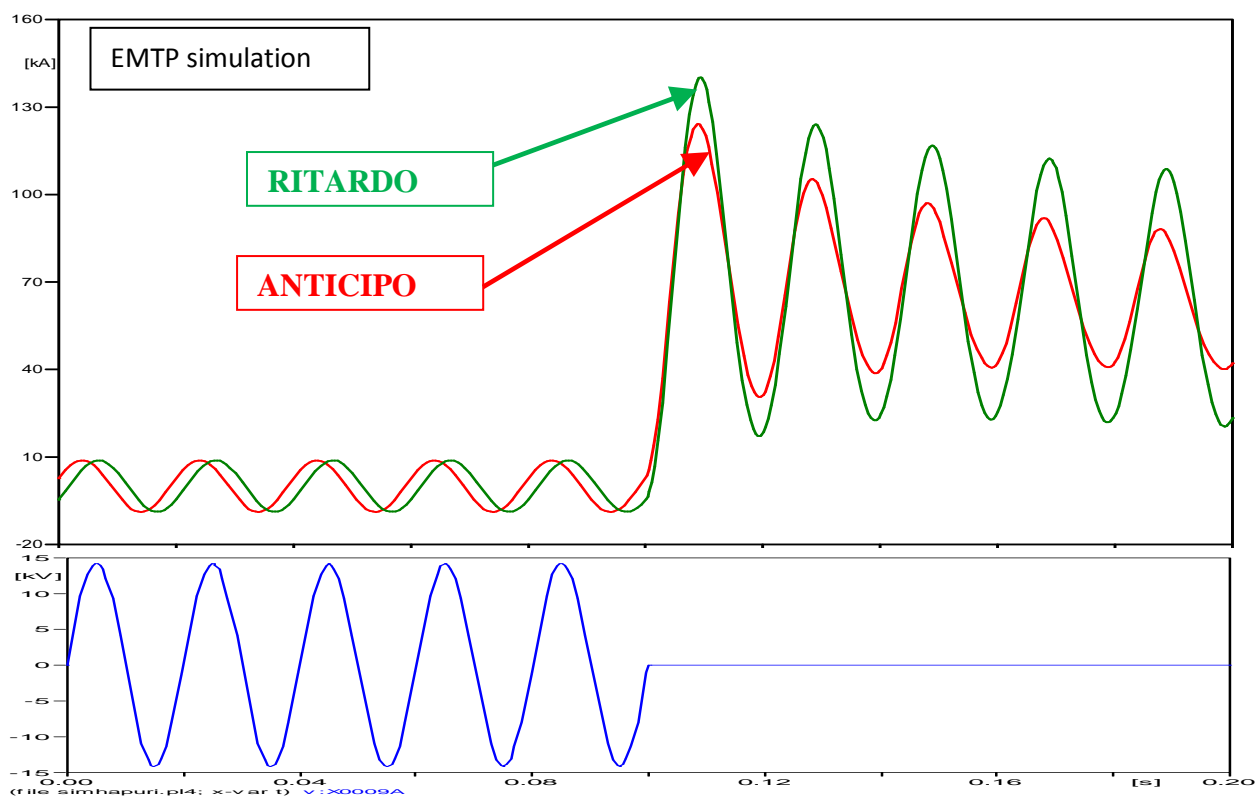


Fig.7.19: Correnti e tensione risultati dalle simulazioni con software EMTP

In figura si sono riportate le correnti di quella fase in cui la tensione si annulla al momento del guasto. La corrente rossa prima del guasto si trovava in anticipo rispetto alla tensione (curva azzurra), il generatore è quindi sottoeccitato.

La corrente verde prima del guasto si trovava in ritardo rispetto alla tensione (curva azzurra), il generatore è quindi sovraeccitato.

Si notano chiaramente le differenze principali tra il grafico della norma e il risultato della simulazione:

- la corrente di colore verde, al contrario di quanto affermato dalla norma, raggiunge valori di picco più elevati rispetto alla curva rossa,

- le due correnti si incontrano ogni semi periodo e l'involuppo dei punti d'incontro mette in luce la presenza di un'unica componente unidirezionale per entrambi i casi (ritardo e anticipo).

Un diagramma fasoriale delle grandezze in gioco mostra come sia la componente a.c. ad adeguarsi e non la componente d.c.<sup>[2]</sup>

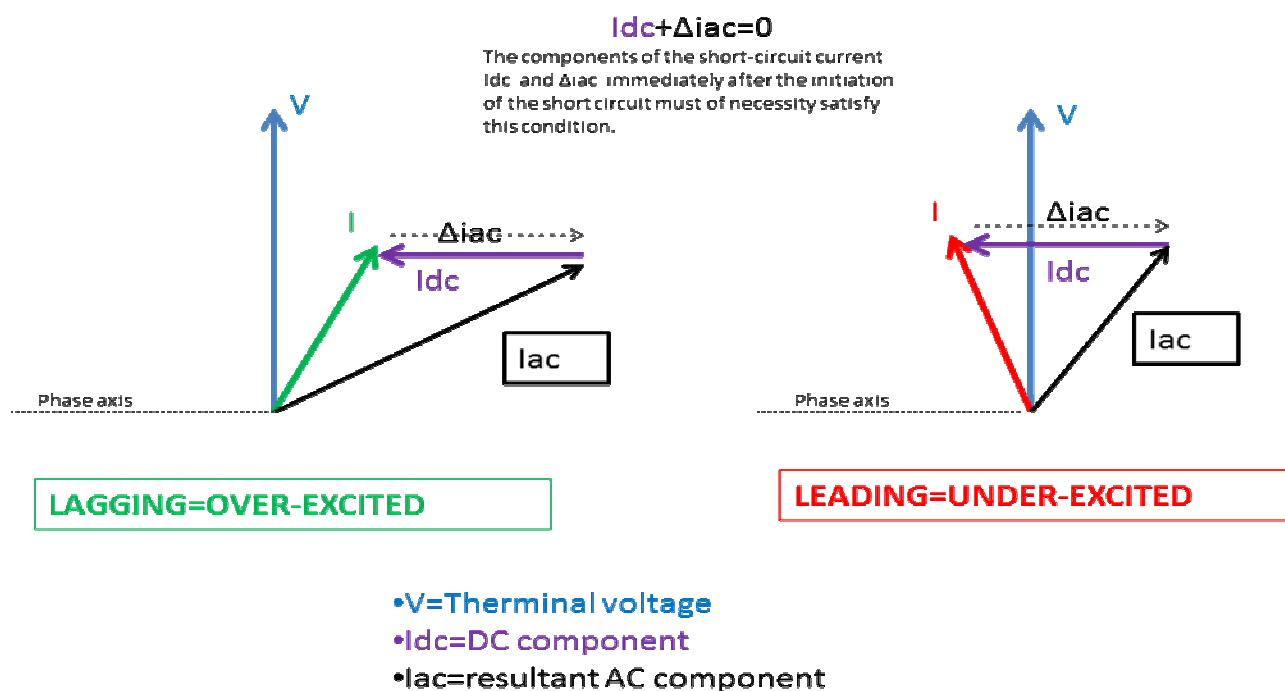


Fig.7.20: Diagramma fasoriale

Nel grafico fasoriale le grandezze verde e rosso corrispondono ai grafici prima illustrati.

Le componenti del corto circuito  $i_{dc}$  e  $\Delta i_{ac}$  devono soddisfare la condizione di variabile di stato della corrente  $i$ , quindi  $i_{dc} + \Delta i_{ac} = 0$ .

$\Delta i_{ac}$  è la differenza tra i due regimi post e pre-guasto calcolati all'istante  $t_0$  in cui avviene il guasto.

La componente d.c. deve essere perciò uguale e opposta a  $\Delta i_{ac}$ .

In più, come mostrato, la componente d.c. è strettamente dipendente dalla tensione prima del guasto e non alle condizioni di carico: ritardo (sottoeccitazione), anticipo (sovrareccitazione).

Ciò significa che, fino a che la tensione ai terminali del generatore non cambia,  $i_{dc}$  non cambia.

La corrente risultante è imposta dalla somma vettoriale che si può osservare in figura: essendo la componente d.c. invariata, essa dipenderà strettamente dalle condizioni di carico del generatore prima del guasto.<sup>[2]</sup>

Per sostenere ulteriormente quanto affermato, abbiamo preso in esame nuovamente lo stesso impianto indiano studiato precedentemente calcolando separatamente le componenti della corrente di guasto per diverse condizioni di carico del generatore.

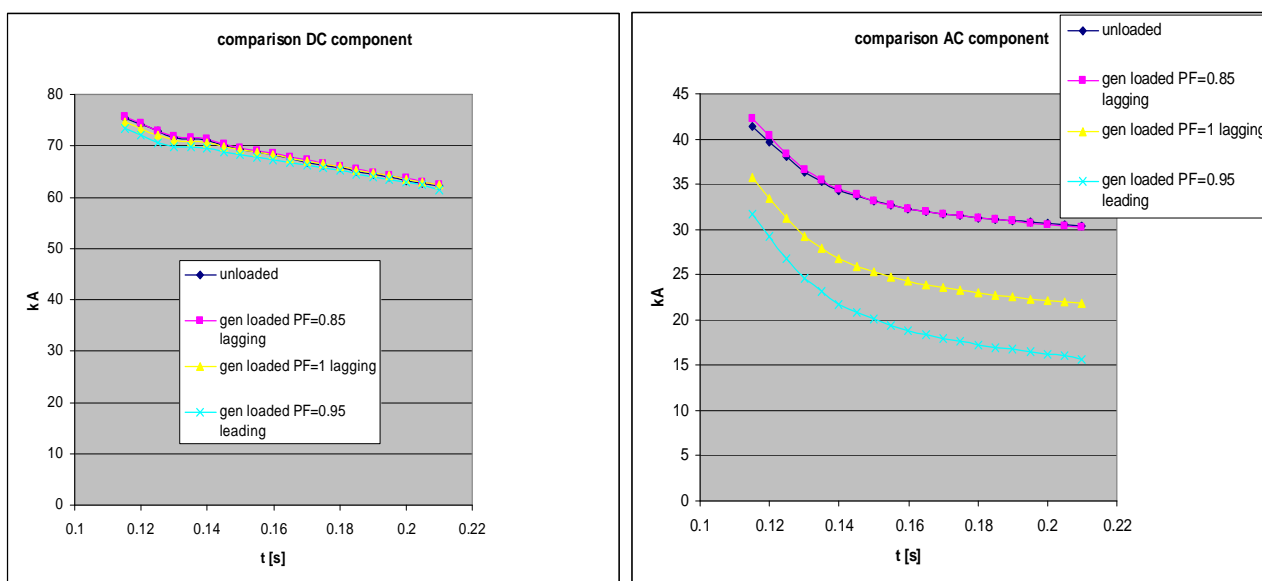


Fig.7.21: Componenti DC e AC guasto generator source

La figura conferma ancora una volta quanto affermato, portando alla luce la cattiva interpretazione a cui è possibile andare incontro affrontando la norma.

In conclusione:

- possiamo affermare che la componente a.c. di una corrente di guasto ai capi di un generatore è maggiore se la macchina sincrona sta funzionando in sovraeccitazione (i in ritardo) prima del guasto;
- la componente unidirezionale (d.c.) rimane praticamente costante con tensione ai terminali costante.

Di conseguenza la corrente attraversa la linea dello zero in un tempo inferiore se il generatore è sovraeccitato. In tal caso, il grado di asimmetria sarà inferiore e quindi il GCB avrà la possibilità di intervenire in tempi più brevi sotto stress meno gravosi.

# CONCLUSIONI

Uno degli obiettivi principali delle compagnie che gestiscono impianti di produzione dell'energia elettrica è quello di raggiungere il più alto valore possibile di disponibilità al costo più basso.

Con il presente lavoro di tesi si è voluto proporre un approccio sistematico allo studio di un impianto di produzione. Abbiamo voluto porre attenzione allo schema di impianto utilizzato, alla modalità di connessione dell'unità di generazione e ai transitori di guasto: tutti questi aspetti possono infatti influire in modo rilevante sulla disponibilità dell'impianto e sulla sua vita utile.

L'analisi effettuata è basata su dati affidabilistici quasi totalmente provenienti dal campo, da noi successivamente classificati e analizzati con metodi e strumenti matematici. Ciò ha permesso di creare una base statistica per descrivere le caratteristiche delle apparecchiature utilizzate nei diversi schemi d'impianto.

A seguito di questa ricerca, in particolare, si è giunti per la prima volta a stimare i valori del tasso di guasto e del tempo di ripristino del trasformatore elevatore a tre avvolgimenti, parametri chiave per valutare questo componente in alternativa a due trasformatori a due avvolgimenti (♦).

Sulla base dei dati statistici ricavati, abbiamo poi analizzato tramite la simulazione con il metodo Monte Carlo vari schemi con la presenza del GCB e schemi senza di esso, con vari tipi di sottostazione, collegamenti servizi ausiliari e trasformatori a due e a tre avvolgimenti. Tale studio, seguito dall'analisi economica del ciclo di vita dell'impianto, ha portato alla luce risultati molto significativi per la valutazione costi/benefici relativa all'installazione dell'interruttore di macchina negli impianti di produzione.

I risultati mostrano chiaramente come la presenza dell'interruttore di macchina influisca solo in maniera positiva sul funzionamento di un impianto. Infatti, con il GCB si riducono fortemente i tempi di ripristino delle macchine ad esso connesse, si semplificano le procedure di avvio e fermata del gruppo, si semplificano gli schemi di centrale e si aumenta la disponibilità dell'impianto ottenendo benefici economici. I confronti permettono di concludere (♦♦) che lo schema d'impianto che presenta il miglior benefit economico è quello in cui ad ogni turbina (gas e vapore) sono collegati i propri servizi ausiliari, ed è presente un interruttore di macchina per ciascun generatore.

---

♦ Risultati in attesa di pubblicazione

♦♦ Risultati in attesa di pubblicazione

Come ulteriore approfondimento, per valutare le caratteristiche richieste all'interruttore di macchina da installare in un determinato impianto, sono state simulate diverse condizioni di guasto per 123 impianti esistenti. E' stato così possibile evidenziare diverse grandezze simili che si ritrovano tra impianti diversi, ma anche sostanziali differenze, che portano alla necessità di effettuare accurate analisi caso per caso. Questa parte del lavoro potrà essere utile per una prossima revisione delle norme vigenti in questo campo (♦♦♦).

Lo studio ha inoltre evidenziato a grandi linee con quali cautele si possono utilizzare gli emergenti interruttori di macchina con tecnologia in vuoto (*vacuum circuit breaker*).

I risultati e i dettagli degli studi effettuati sono oggetto di tre rapporti tecnici entrati a far parte del patrimonio aziendale della ABB High Current Systems. Durante la realizzazione pratica di tali studi, abbiamo provveduto a realizzare fogli di calcolo automatizzati, ad esempio per la valutazione dei tassi di guasto e per l'analisi economica di un impianto di produzione, che verranno utilizzati presso l'azienda per un continuo aggiornamento in linea con i veloci cambiamenti nel settore degli interruttori di macchina.

---

♦♦♦ Risultati in attesa di pubblicazione

Type of Document <b>Technical report</b>		Project name/entry/		A Mirko Palazzo	
Place Oe	Dept. PTHG-VE1	Issued by A. Delpozzo, C. Mora	Phone	Date: 30/05/2011	Pages
Subject: <b>Generator step-up transformer</b>					
Place	to Dept.	To	No.	Notes	

# GSU TRANSFORMER

In this report are included the following explanation concerning these files:

1. IEEE survey GSU trasformers.xls

**IEEE SURVEY OF GENERATOR STEP-UP TRANSFORMERS (GSU) FAILURES**

Starting from IEEE survey regarding failures on two windings GSU transformers, larger than 100 MVA occurred from 1980 to the beginning of 1995; we have to reach statistical results for a qualitative analysis, after this we want to reach a parallel statistic for the three windings GSU transformer.

*“When generator step up transformers experience a failure, there originates a multitude of questions regarding past failure sand what has been the failure experience with these larger unit. Due to the loss generation and the resulting unavailability of a generating station, this transformer failures draw considerable attention, from a technical, financial and political community.”<sup>[1]</sup>*

*“Individual failure were reported on a Single Failure Form from C57.117-1986, IEEE Guide for Reporting Failure Data for Power Transformer.”<sup>[1]</sup>*

Attached below there is a white copy of the question form.

ANSI/IEEE C57.117-1986		IEEE GUIDE FOR REPORTING FAILURE DATA FOR POWER TRANSFORMERS	
TRANSFORMER FAILURE INFORMATION			
(1) MANUFACTURER <u>Westinghouse</u>	(9) PRESUMED CAUSES (CONTINUED)	(11) FAILURE RESULTED IN:	
(2) SERIAL NUMBER <u>7001927</u>	(8) IMPROPER STORAGE	X (1) FLUID CONTAMINATION	
(3) USER <u>Alleshenv Power/Monongahela</u>	(9) IMPROPER INSTALLATION	X (2) EXCESS TEMPERATURE	
(4) STATION NAME <u>Harrison</u>	(10) IMPROPER APPLICATION	X (3) DIELECTRIC BREAKDOWN	
(5) USER IDENTIFICATION NO. (OPTIONAL) <u>#2 GSU</u>	(11) IMPROPER MAINTENANCE	X (4) IMPEDANCE CHANGE	
(6) FAILURE DATE <u>07.93 (M/Y)</u>	(12) IMPROPER PROTECTION	X (5) MECHANICAL BREAKDOWN	
(7) REASONS FOR REPORT	(13) OVERLOAD	X (6) HIGH COMBUSTIBLE GAS	
X (1) FAILURE WITH FORCED OUTAGE	(14) EXCESSIVE SHORT CIRCUIT DUTY	(7) LOSS OF PUMPS	
(2) FAILURE WITH SCHEDULED OUTAGE	(15) LOSS OF COOLING	(8) LOSS OF FANS	
(3) DEFECT	(16) OPERATION ERROR	X (9) TAP CHANGER MALFUNCTION	
(8) WHEN DISCOVERED	(17) TRANSPORTATION	(10) FIRE	
(1) DURING INSTALLATION	(18) LIGHTNING	(11) EXPULSION OF FLUID	
X (2) DURING ENERGIZATION	(19) EARTHQUAKE	(12) RUPTURE OF TANK	
(3) IN SERVICE	(20) ANIMALS	(13) OTHER (SPECIFY)	
(4) DURING MAINTENANCE, INSPECTION OR TEST	(21) VANDALISM		
(5) DURING REENERGIZATION AFTER MAINTENANCE	(22) SABOTAGE	(12) DISPOSITION	
(6) OTHER (SPECIFY)	(23) UNKNOWN	X (1) REPAIRED	
(9) PRESUMED CAUSES	(24) OTHER (SPECIFY)	(2) SCRAPPED	
(1) ELECTRICAL DESIGN	(10) FAILURE LOCATION	(3) USE AS IS	
(2) MECHANICAL DESIGN	X (1) H BUSHING	(4) USE AS SPARE	
(3) MANUFACTURING	(2) X BUSHING	(5) DERATED	
X (4) MATERIAL	(3) Y BUSHING	(13) REPAIRED BY	
(5) INADEQUATE SHORT CIRCUIT STRENGTH	(4) LEADS-TERMINAL BOARDS	(1) ORIGINAL EQUIPMENT MANUFACTURER	
(6) ELECTRICAL WORKMANSHIP	(5) H WINDING	(2) OTHER MANUFACTURER	
(7) MECHANICAL WORKMANSHIP	(6) X WINDING	(3) OWNER	
	(7) Y WINDING	(4) INDEPENDENT CONTRACTOR	
	(8) TAP WINDING	(14) WHERE REPAIRED	
	(9) CONNECTIONS	(1) FACTORY	
	(10) MAGNETIC CIRCUIT	(2) ON SITE	
	(11) SHIELDING INSULATION	(3) REPAIR SHOP	
	(12) CORE INSULATION	(15) OUTAGE TIME (DAYS)	
	(13) CORE CLAMPING	(1) REQUIRED TO REPAIR	
	(14) COIL CLAMPING	21 (2) REQUIRED TO REPLACE	
	(15) FLUID CIRCULATION SYSTEM	(3) WAITING	
	(16) TANK	21 (4) TOTAL OUTAGE	
	(17) HEAT EXCHANGERS	(16) HAVE USER AND MANUFACTURER AGREED ON FAILURE CAUSES	
	(18) DETC	X (1) YES	
	(19) LTC	(2) NO	
	(20) CTS	(3) MANUFACTURER NOT CONSULTED	
	(21) ANCILLARY EQUIPMENT		
	(22) UNKNOWN		
	(23) OTHER (SPECIFY)		



## ABB Switzerland Ltd

For a friendly manipulation we put all the 156 failures in a file excel: “a row, a failure”.

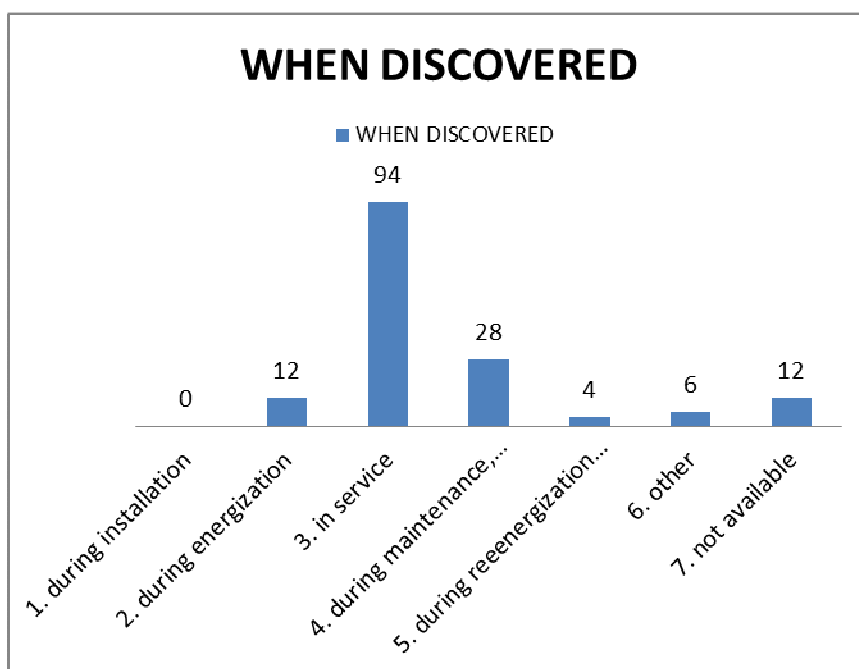
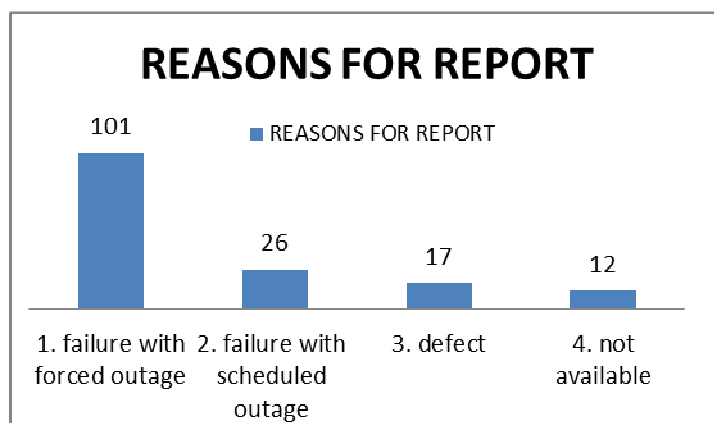
These are statistical results of the survey on generator step up transformers, for transformers larger than 100MVA, that failed from 1980 to the beginning of 1995 in Canada and USA.

The results explained below don't include three windings transformers.

We analyzed a population of 156 failures.

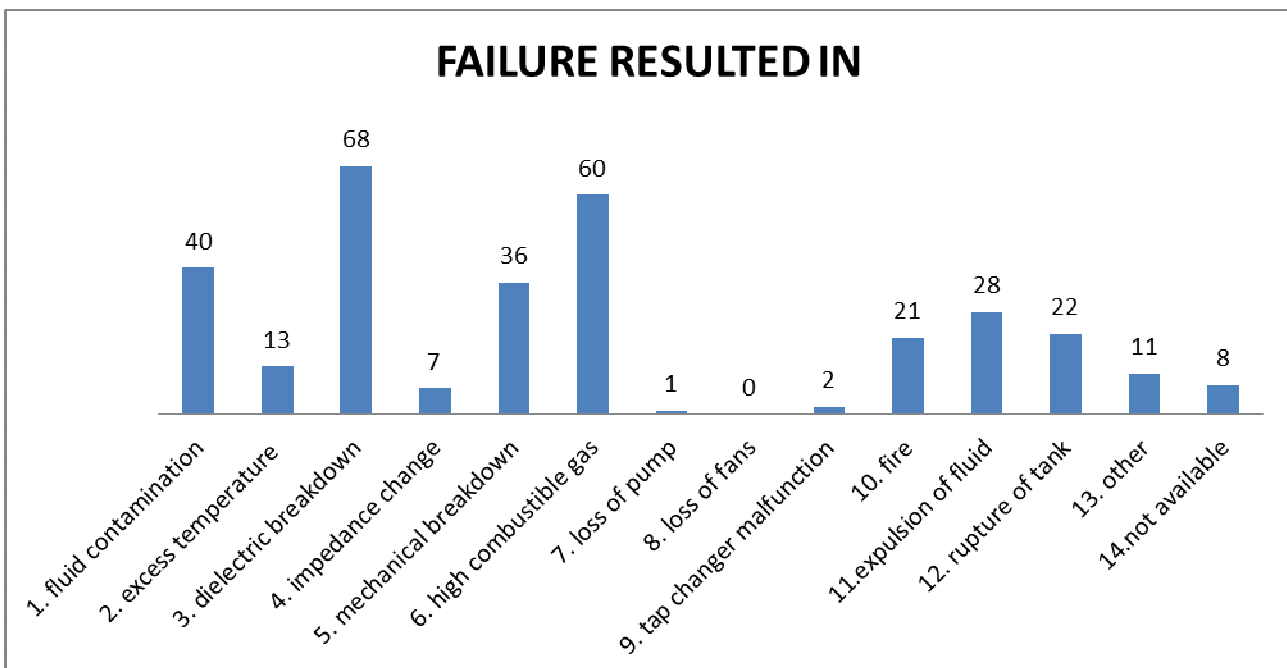
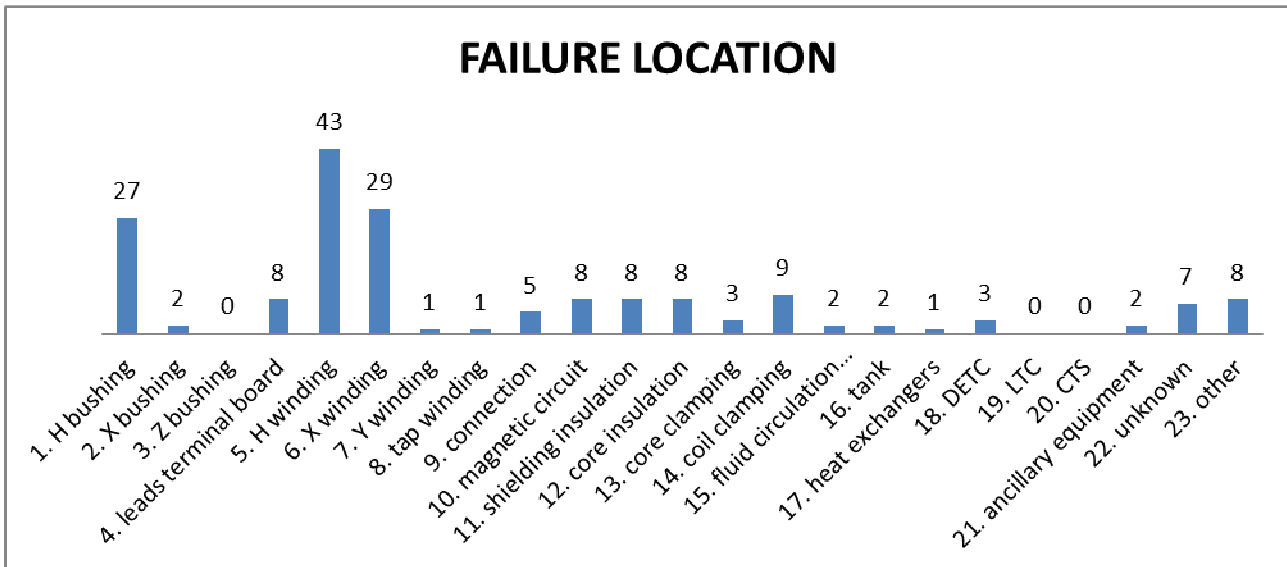
Regarding “*failure location*” and “*failure resulted in*” results, we can count more than 156 answers at the survey because there are more than one chance for each question.

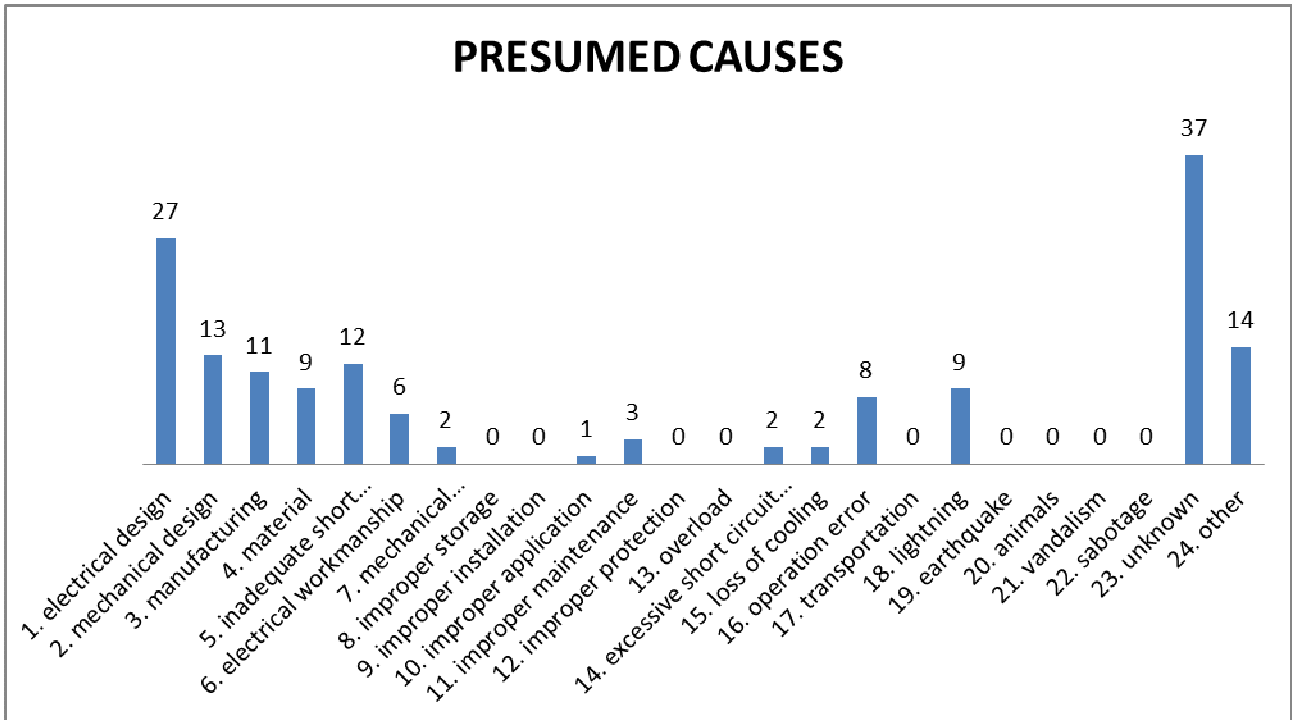
General results:



## ABB Switzerland Ltd

The intersection between the set of the failures with forced outage and the set of the failure occurred in service is called major failure.

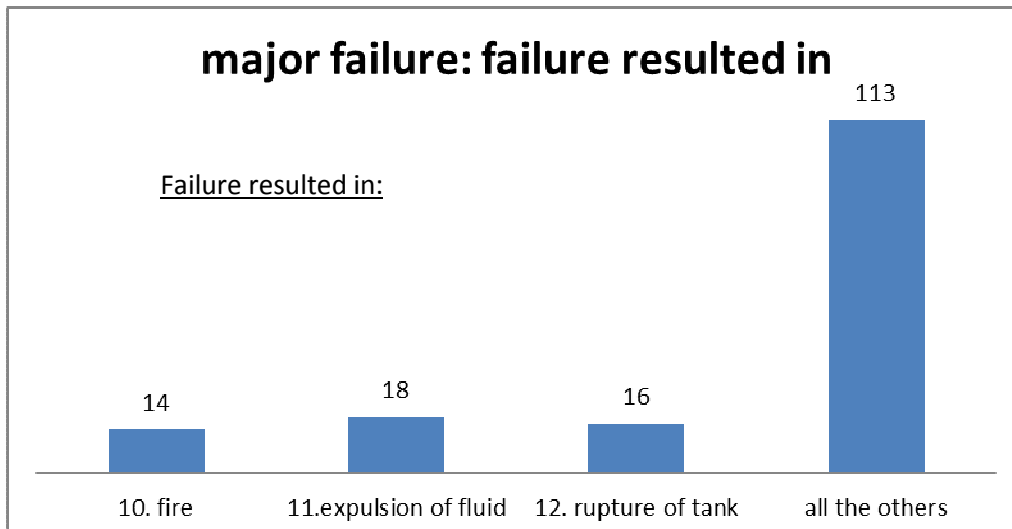




We are interested in failures with forced outage that are occurred in service (major failures):

There are 80 failures with these characteristics, 24 had had a fire or an expulsion of fluid or a rupture of the tank (*complete outage* of the transformer).

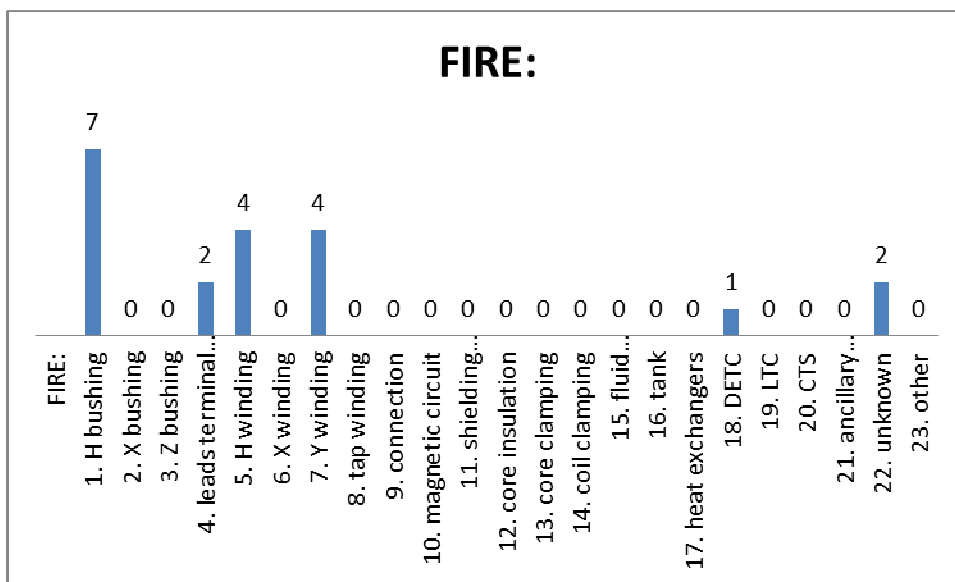
None of these 24 transformers were protected by a GCB (generator circuit breaker).



Examination:

29,6% of failure with forced outage and occurred in service are resulted at least in fire or expulsion of fluid or rupture of the tank.

Breakdown of failure location (on a sample of 80 major failures):

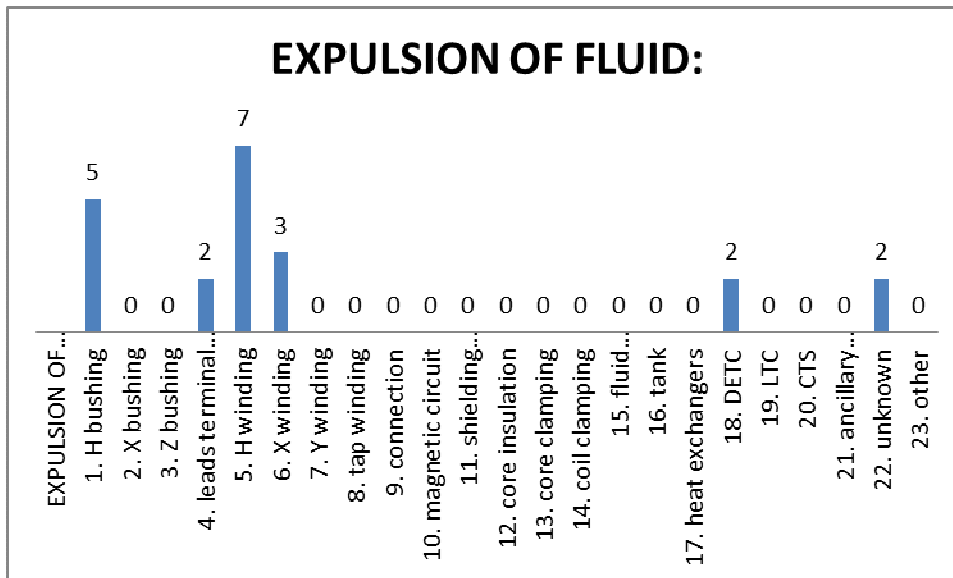


Examination:

In the picture above we can see the failure locations when the failure resulted in fire.

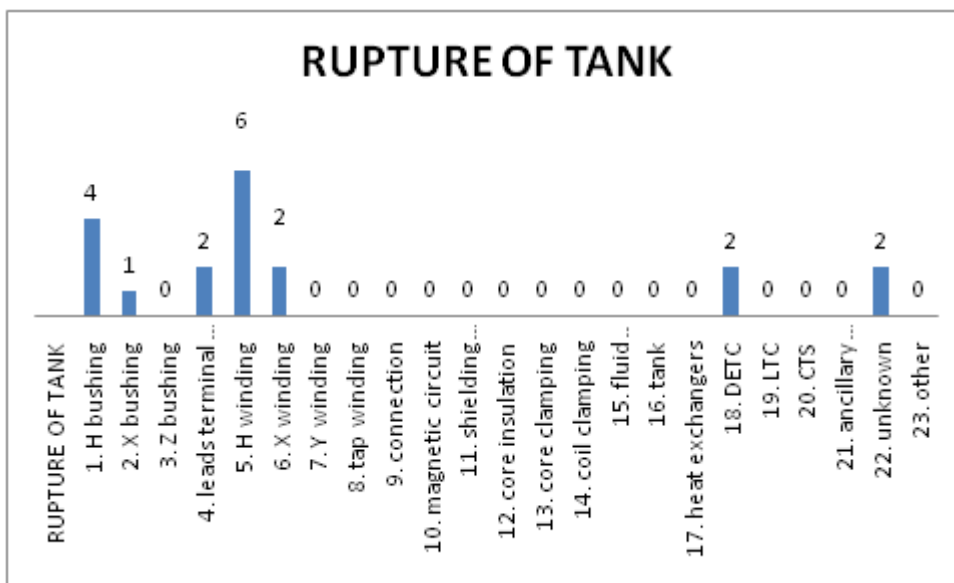
75% of failure locations regard bushings or windings.

35% regard only the H bushing.



Examination:

Also here most of failure are located in bushings (23,8%) or windings (47,6%)

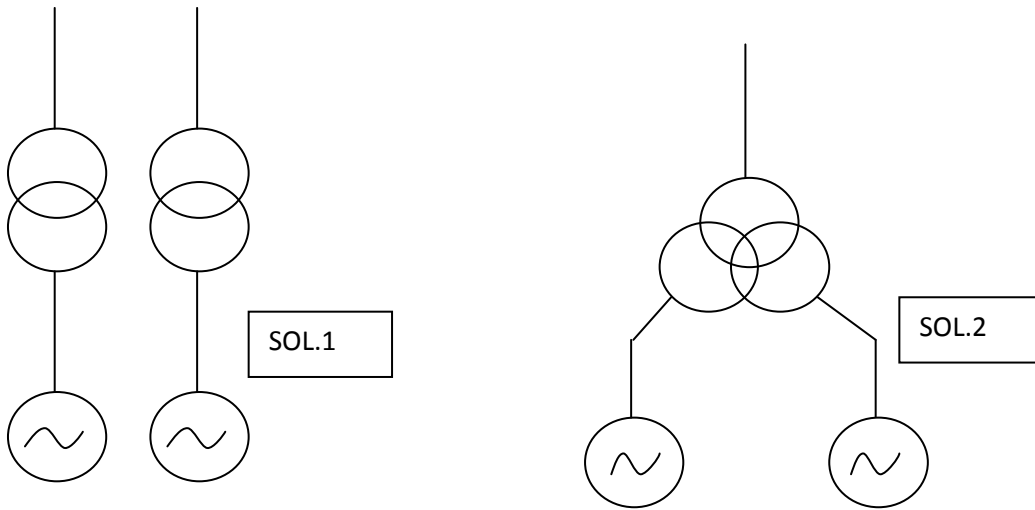


Examination:

68,4% of failures resulted in a rupture of the tank are located in bushings (26%) and windings(42%).

### Comparison between a two windings transformer and a three windings transformers

With a statistical approach, we want to study the differences between these two possible power plant solutions:



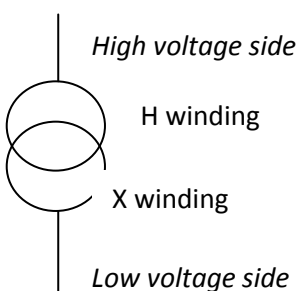
First of all we can say that the solution one is more reliable than the second one; otherwise, it is more expensive.

Starting from an IEEE survey<sup>[1][8]</sup> relating generator step up (with 2 windings) transformer we want to understand how can we obtain a parallel result for a 3 windings transformer.

Later we will obtain others important statistical data like MTTF and MTTR starting from two windings transformers reaching the results for the three windings one.

**Background:**

1.Power and project <sup>[7][4]</sup>



$$S_d = e * I_t \quad eq.1.1$$

$S_d$ : design power of a winding

$e$ : electromotive force

$I_t$ : total current of the winding

$$e = \sqrt{2} * \pi * f * \Phi = \sqrt{2} * \pi * f * A_{Fe} * B \quad eq.1.2$$

$A_{Fe}$ = iron section

$B$ = maximum induction

## ABB Switzerland Ltd

f= frequency

$$I_t = A_{Cu} * J \quad eq.1.3$$

$A_{Cu}$ = copper section

J= current density

For every winding we can find a design power:

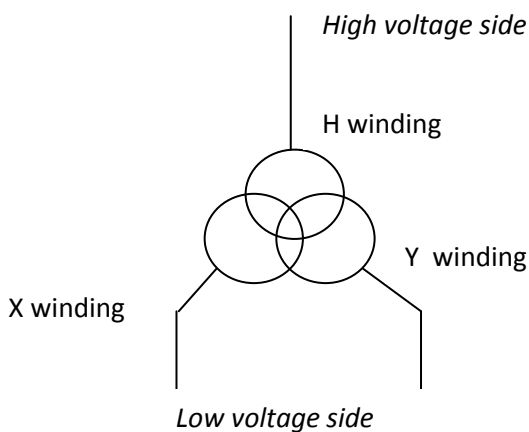
$$S_d = e * I_t = \sqrt{2} * \pi * f * A_{Fe} * B * A_{Cu} * J \quad eq.1.4$$

For a two windings transformer we consider like overall design power the half-sum of the two windings' design power:

$$S_d = (S_{d1} + S_{d2})/2 \quad eq.1.5$$

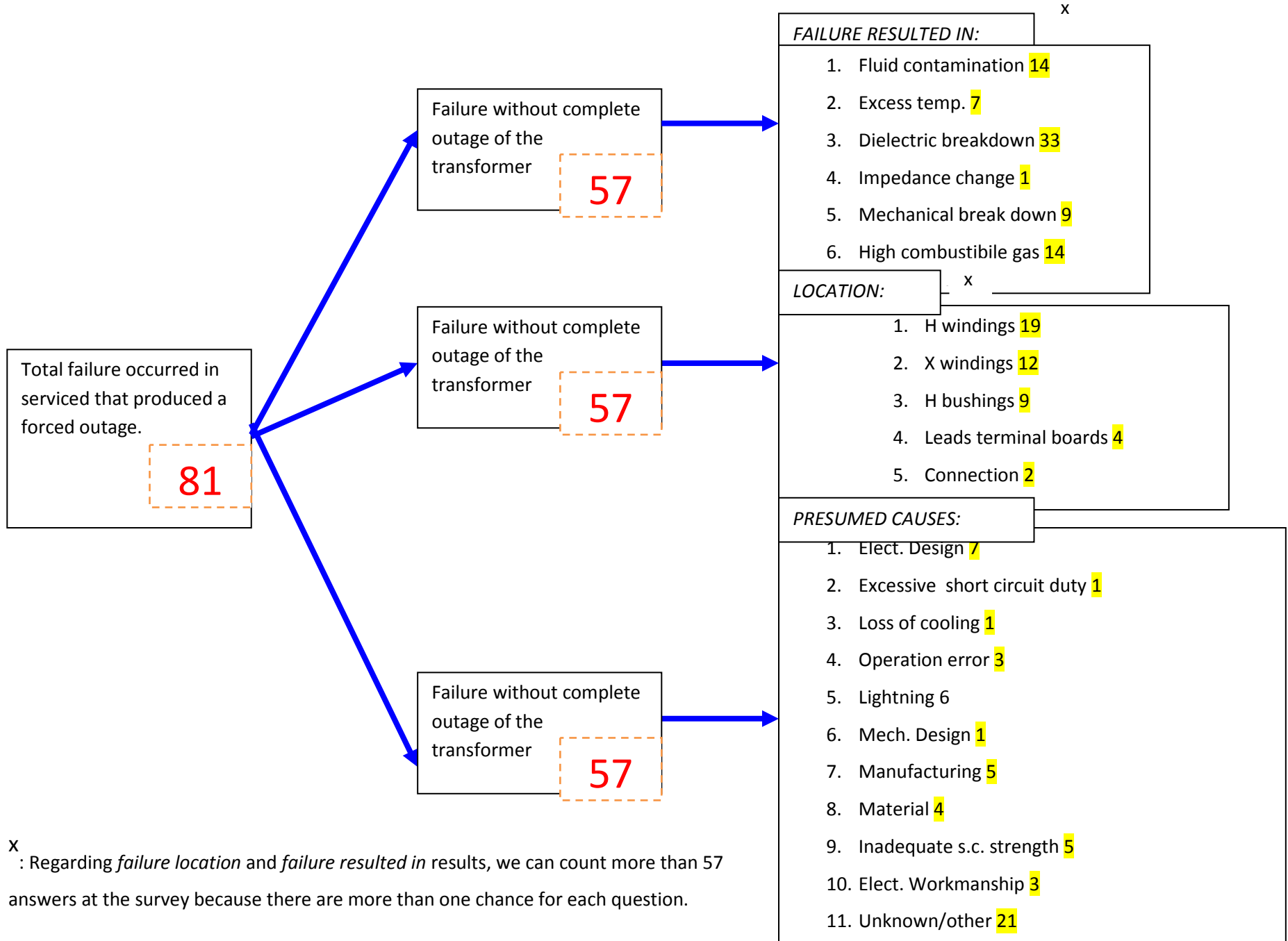
According with literature for a three windings transformer we can use as design power:

$$S_d = (S_{d1} + S_{d2} + S_{d3})/2 \quad [7] [2] \quad eq.1.6$$



The H winding of a three windings transformer has a double rated power and also a double rated current than H winding of a two winding transformer.

Now we have to analyze the components that, in the IEEE survey, resulted more subjected to the failure

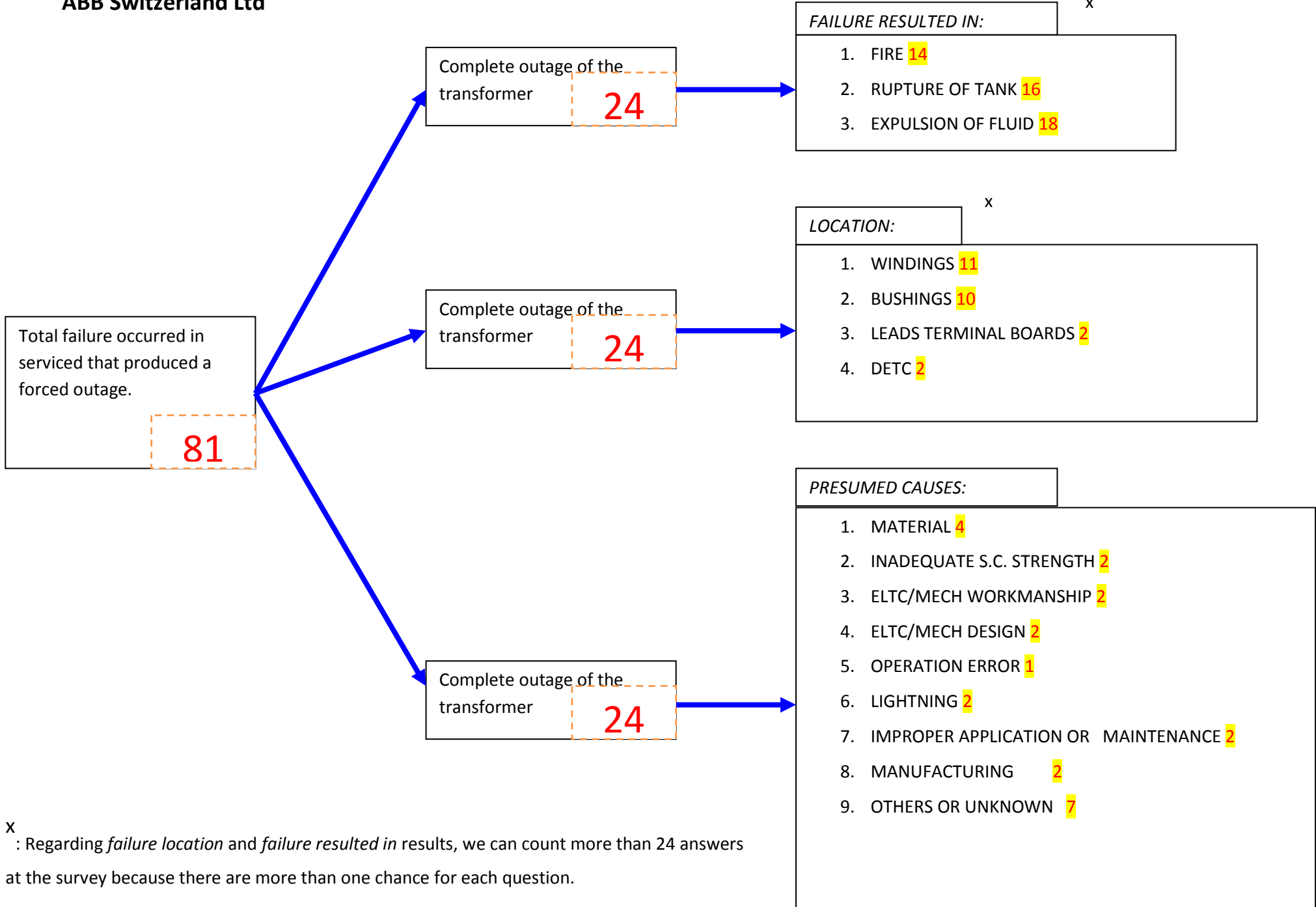


x : Regarding *failure location* and *failure resulted in* results, we can count more than 57 answers at the survey because there are more than one chance for each question.





# ABB Switzerland Ltd



x : Regarding *failure location* and *failure resulted in* results, we can count more than 24 answers at the survey because there are more than one chance for each question.

As we can see most of the results shows that windings and bushings are the favorite locations for the most of failure.

In order to reach a parallel statistical report for a three windings transformer we have to find a way to quantify every failure of three windings transformer starting from two windings on

$$\#_3 = K_x * \#_2 \quad \text{eq.1.7}$$

$\#_3$ : parallel statistical data searched

$\#_2$ : Know data from IEEE survey

$K_x$ : translation coefficient (different for different component)

$K_{MV-B}$ : translation coefficient for medium voltage bushings

Whereas in a three windings transformer:

we can find two bushing for every phase;

the rated voltage of the two windings doesn't differ;

we can consider  $K_{MV-B}=2$

$K_{HV-B}$ : translation coefficient for high voltage bushings.

Whereas the HV bushing in a three winding transformer is carried by a double current but voltage has a more relevance. Based upon discussion with experts [13] the bushings can be considered as the same; we can consider  $K_{HV-B}=1$

$$K_{TANK}=1$$

$K_{HV-W}$ : translation coefficient for high voltage windings.

Whereas the HV bushing in a three winding transformer:

is carried by a double current;

must withstand at a stronger short circuit current and his effects;

A lot of presumed causes derived from the results of IEEE survey are located in material and in a inadequate short circuit strength or electrical/ mechanical design.

So we can consider that the translation coefficient is strictly connected with the amount of material in the high voltage winding<sup>[5][1]</sup>.

Assuming current density (J) and induction (B) and considering L like any linear dimension.

We can say that the rated power of a winding is linked with L in this way:<sup>[11]</sup>

$$S_d' = L^4 * S_d \quad eq.1.8.$$

Because

$$S_d = e * I_t = \sqrt{2} * \pi * f * A_{Fe} * A_{Cu} * J * B \quad eq.1.9.$$

$S_d' = 2 * S_d$  (The H winding of a three windings transformer has a double rated power)

So

$$L = \sqrt[4]{2} = 1,1892 \quad eq.1.10$$

Thus if the amount of material varies with  $L^3$  we can assert that:

$$K_{HV-W} = L^3 = 1,6818 \quad eq.1.11$$

Applying these factors at the survey we obtain:

81 failures<sup>[7]</sup> (two windings tr.) → 109 failures (three windings tr.)

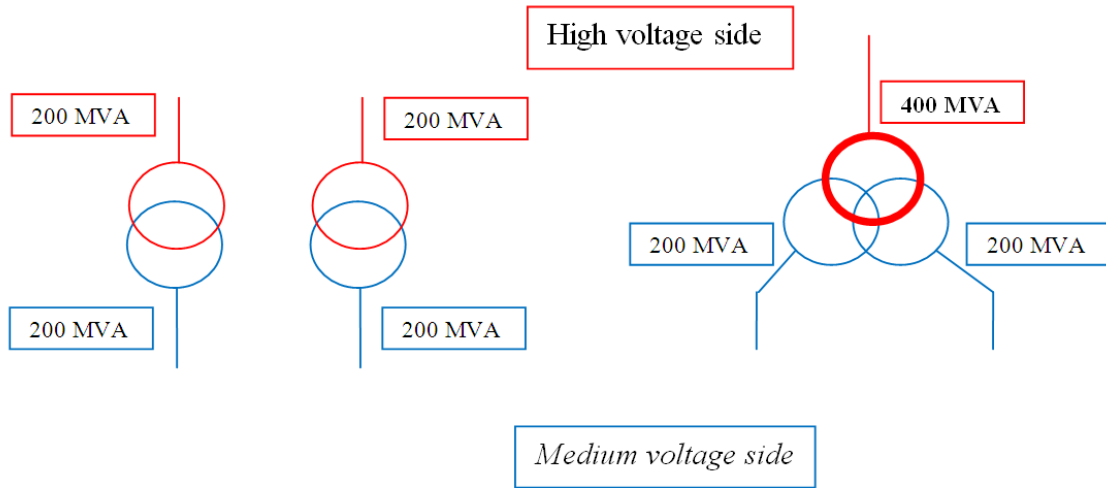
The global conversion factor is  $K_G = 109/81 = 1,3457$  (theoretical).

This global factor is calculated as the ratio between number of failures of two windings tr. and number of failures of three windings tr. For the three windings tr. we calculated the number of failures for every different component with its specific translation coefficients.

Comparing, as seen, the strictly theoretical study with a practical design approach we can assert that:

$$\frac{\text{rated power of the 3 wind.tr.'s HV w.}}{\text{rated power of the 2 wind.tr.'s HV w.}} = 2 \quad eq.1.12$$

e.g.:



And

$$1,6818 = \left(\frac{400}{200}\right)^{0,75} \rightarrow \left(\frac{400}{200}\right)^{0,7} = 1,6245 \quad eq.1.13$$

According to the expert in this field ;it’s more correct to use this factor  $K_{HV-W} = 1,6245$  for all kind of voltage windings and not just for high voltage one.

This is due to a matter of size of the two windings of the low voltage side which may not exceed certain volume limits.<sup>[13] [7]</sup>

81 failures<sup>[7]</sup> (two windings tr.)→106 failures (three windings tr.)

The global conversion factor is  $K_G=106/81=1,3086$  (practical).

This global factor is calculated as the ratio between number of failures of two windings tr. and number of failures of three windings tr. For the three windings tr. we calculated the number of failures for every different component with its specific translation coefficients.

It’s shown below the parallelism between the two transformer for the failure location: windings and bushings; calculated with the practical global conversion factor.

In the table tables below we don't consider 14 failure located in HV windings because their causes aren't linked with the amount of material.

14 failures: 8 lightning, 2 improper maintenance or application, 4 operation error.

For these failures we can consider  $K_{HV-W}=1$

	WINDINGS	two windings	three windings
	total failures observed	67	92
	failures with at least a location in MV windings	18	29
	failures with at least a location in HV windings	24	39
caused by:	electrical design MV windings	5	8
	electrical design HV windings	5	8
	inadequate short circuit strength MV windings	6	10
	inadequate short circuit strength HV windings	2	3
	material MV	1	2
	material HV	2	3
<i>"other causes hasn't got any statistical relevance"</i>			
failures resulted in a complete outage	MV windings	3	5
	HV windings	7	11

	BUSHINGS	two windings	three windings
	total failures observed	67	92
	failures with at least a location in MV bushings	1	2
	failures with at least a location in HV bushings	18	18
caused by:	electrical design MV bushings	0	0
	electrical design HV bushings	1	1
	operation error MV bushings	0	0
	operation error HV bushings	2	2
	material MV	1	2
	material HV	4	4
	electrical workmanship MV bushings	0	0
	electrical workmanship HV bushings	3	3
	manufacturing MV bushings	0	0
	manufacturing HV bushings	1	1
<i>"other causes hasn't got any statistical relevance"</i>			
failures resulted in a complete outage	MV bushings	1	2
	HV bushings	9	9

MAJOR FAILURES (complete outage)		
	two windings	three windings
total failures observed	24	32
<b>FAILURES LOCATION</b>		
Windings	11	17
Bushings	10	12
DETC	2	3
leads terminal boards	2	3
<b>PRESUMED CAUSES</b>		
material	4	7
Manufacturing	2	3
electrical design	1	2
Mechanical design	1	1
Improper maint./appl.	2	2
Inadequate short circuit strength	2	3
Mech./electr. Workmanship	2	3
Lightning	2	2
Operation error	1	1
Unknown/others	7	8

About tank the two statistic are the same  $K_{\text{tank}}=1$ :

Total failure observed:81

Occurred with rupture of tank:16 → among these, occurred with fire or expulsion of fluid:15

Caused by :

- material: 4
- elect/mechanical design: 2
- inadequate short circuit strength: 2
- "other causes hasn't statistical relevance"

Mean time to failure (MTTF) and mean time to repair (MTTR) are the others very important data that identify statistically the transformers.

Here again we start from two windings transformers and we apply the same factors  $K_x$  in order to reach the three windings transformers data.

About MTTR for two windings trans.:

-if the damage has caused a complete outage of the transformer we will consider TTR=1 year [13]

-if the damage hasn't caused a complete outage of the transformer we will consider TTR=1 month [13];

(complete outage: failure resulted in fire or expulsion of fluid or rupture of tank)<sup>[7]</sup>.

Adding these TTR at the IEEE survey we obtain:

$$MTTR_2 = (24 * 12 + 57 * 1) / 81 = 345 \text{ months} / 81 \text{ fail.} = 4,259 \text{ months} = \mathbf{3109 \text{ hours}} \text{ without GCB}$$

As far as three windings concern; considering all the translation coefficients for every failure:

$$MTTR_3 = \frac{32 * 12 + 74 * 1}{106} = 4,321 \text{ months} = \mathbf{3154 \text{ hours}} \text{ without GCB}$$

According to the study [14] GCB between generator and GSU transformer may prevent explosion or severe damage due to pressure rise caused by the fault arc.

The study shows that GCB are effective in saving the transformer with a probability up to more than 80%.

$$MTTR_2 = [0,2 * 24 * 12 + (81 - 0,2 * 24) * 1] / 81 = 133,8 \text{ months} / 81 \text{ fail.} = 1,652 \text{ months} = \mathbf{1206 \text{ hours}} \text{ with GCB}$$

As far as three windings concern we have:

106 failures: 32 with a complete outage of the transformer, 73 without a complete outage.

$$MTTR_3 = \frac{0,2 * 32 * 12 + (106 - 0,2 * 32) * 1}{106} = 1,664 \text{ months} = \mathbf{1215 \text{ hours}} \text{ with GCB}$$

We can easily state that GCB reduces the difference between  $MTTR_2$  and  $MTTR_3$ , indeed:

$$\frac{1215 - 1206}{1215} * 100 = \mathbf{0,7407\% \text{ with GCB}} \quad \frac{3154 - 3109}{3154} * 100 = \mathbf{1,427\% \text{ without GCB}}$$



The difference with GCB is about half of without GCB one.

According with a CIGRE' survey the MTTF for the two windings transformer is:

$$MTTF_2 = \frac{n. unit * year}{n. failure} = \text{eq. 1.14}$$

Table 1<sup>[9]</sup>

Windings highest voltage (kV)	Number of unit-year	Number of failure with forced outage	Failure rate %	MTTF (h) (2 windings)	→ : K <sub>G</sub>	MTTF (h) (3windings)
60-<100	988	12	1,2	721240		551154
100-<300	4309	62	1,4	608820		465245
300-<700	1185	35	3	296589		226646

Global **MTTF<sub>2</sub>=520939 h=59years 5months**

As far as three windings concern:

$$MTTF_3 = \frac{MTTF_2}{K_G} = \mathbf{398088 \text{ hours} = 45 \text{ years and 5 months}}$$

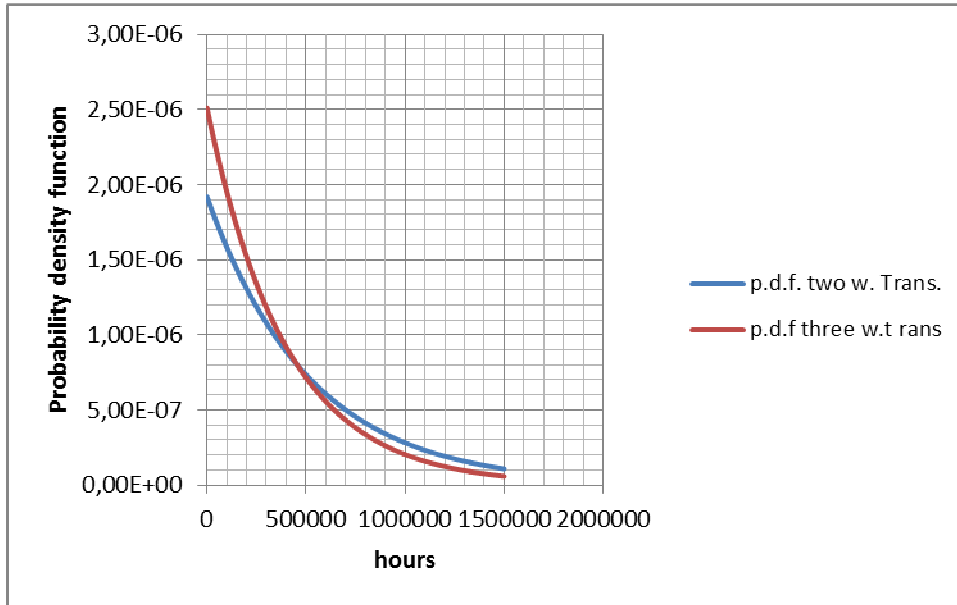
Considering a continuous exponential distribution of reliability density function we can compare the two solutions:

Hazard rate<sup>[10]</sup>:

-two windings transformer :  $\lambda_2 = \frac{1}{MTTF_2} = 1,9196 * 10^{-6} h^{-1}$

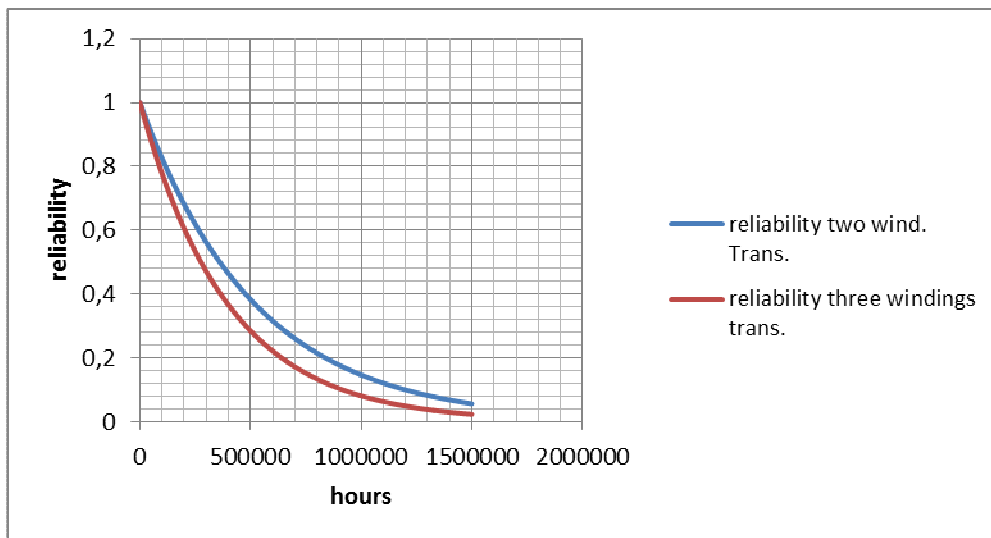
-three windings transformers:  $\lambda_3 = \frac{1}{MTTF_3} = 2,5120 * 10^{-6} h^{-1}$

General probability density function:  $f_i(t) = \lambda_i * e^{-\lambda_i t}$  eq1.15



Reliability is the probability of no failure occurring before time t.

With a constant hazard rate:  $R_i(t) = e^{-\lambda_i t}$  eq1.16



Type of Document <b>Technical report</b>		Project name/entry/		A Mirko Palazzo	
Place Oe	Dept. PTHG-VE1	Issued by A. Delpozzi, C. Mora	Phone	Date: 30/05/2011	Pages
Subject: <b>Generator database</b>					
Place	to Dept.	To	No.	Notes	

# GENERATOR DATABASE

In this report are included the following explanation concerning these files:

1. DatabaseReview.xlsx
2. Visualdate.xlsx
3. Confidence interval for ANALYSIS.xlsx
4. Input Monte Carlo STEAM TURBINE confidence interval.xlsx

# 1.DatabaseREVIEW.xlsx

## INTRODUCTION

In this Database has been collected 1331 failures regarding of power plants for a sample size of 131 years. For each failure we know all details like: power plant, parts of layout, date, time, unavailability power, reason, type and location of failures.

## COSTRUCTION DATABASE

I started from diaries of power plants, where there are all the information about what happening in a power plant; maintenance, strikes, failure, external causes, weathering....

There are three diaries:

- Centrale a ( 4 generators - 10 years of history)
- Centrale b ( 4 generators- 10 years of history)
- File centrali ( 28 power plants-75 generators- 1 year of history)

In the picture below there is an example of a diary.

Sezione 4 (Pot. 320 MW - Cat. 5)

```

*****
Codice      C      Inizio      Fine      Pot      Durata      T C      N C I R D      Ore      Descrizione
dello      Codice l      Data ora      Data ora      Ind      (min)      i a . . i e      uomo      Lavo      Evento
Evento      A      .      M      Data ora      Data ora      Ind      (min)      p u t F T p f      BDL      Lavo      rate
*****
LC92003  407PP0      21GEN92 0150  23GEN92 0035  320  46.750 2 30A 2 1 1 S S  521871  53  PERDITA IN CALDAIA IN ZONA SH2.
LC92046  407PP0AG    15GIU92 0010  16GIU92 0243  320  26.550 2 30A 2 3 0 S S  524425  34  PERDITA IN CALDAIA IN ZONA GABBIE.
LC92059  401AA3      15LUG92 1447  15LUG92 1505  150   0.300 2 20A 2 1 0 S S  524970   8  RUN BACK PER SCATTO POMPA ALIMENTO 4AA3.
LC92062  402RT0      25LUG92 1120  25LUG92 1331  320   2.183 2 30A 1 1 0 B S  173750   2  BLOCCO TERMICO PER SCATTO TURBINA CAUSA
      INTERRUZIONE BOBINA SOLEN. ESTREMA EMERG.
LC92066  407CC0      04AGO92 0940  05AGO92 0930  320  23.833 2 30A 2 1 1 N S  525383  67  ARROVENTAMENTO PORTINA RETTANGOLARE ACCE
      SSO C.C.ZONA TRAMOGGIA FONDO CALDAIA.
LC92073  423SA0      30AGO92 2035  30AGO92 2140  320   1.083 2 30A 3 2 0 B S  173850   2  AVARIA SEZIONATORE SG2.
LC92074  419EA0      31AGO92 0950  31AGO92 1048  320   0.967 2 30A 1 1 0 B S  525805   4  BLOCCO ECCITAZIONE PER ANOMALIA REGOLA-
      TORE PRINCIPALE-RISERVA.
    
```

From these files we have about 3000 data, the first step was to select the major failures and deleting maintenance, strikes, weathering...

For major failure we mean an event that leads to an unavailability power of a generator.

The second step it was to import all data in excel for a friendly manipulation and a creation of a Legend for reading Database. After I have imported all data, every failures has been collected in this way<sup>[1]</sup>:

## ABB Switzerland Ltd

- Type
  - ELECTRICAL
  - MECHANICAL
- Location of Major Failure
  - GENERATOR
  - STEAM/GAS TURBINE
  - COMPLETE GENERATOR TURBINE SET
  - MAIN TRANSFORMER
  - AUX TRANSFORMER
  - STATION TRANSFORMER
  - EHV BUSBAR
  - EHV DISCONNECTOR
  - EHV CIRCUIT BREAKER
  - HV BUSBAR
  - HV DISCONNECTOR
  - HV CIRCUIT BREAKER
  - MV BUSBAR
  - MV CIRCUIT BREAKER
  - AUX BUSBAR
  - AUX CIRCUIT BREAKER
  - CABLE CONNECTION
  - IPB
  - LOCK NETWORK ( UNBALANCED LOAD, MOTORING, OUT OF PHASE)
  - LOAD REJECTION
  - GCB
  - CT
  - VT
  - OTHERS

Codice dello Evento	Codice A	Inizio Data ora	Fine Data ora	Pot Ind	Durata	T i a p u s	C	N	C	I	R	D	Cod BDL	Die uomo Lavo rate	Descrizione Evento	MAJOR FALLURE ELETTRICO/MECCANICO	LOCATION MF
					320												
T239007	507CC	31-1-99 10.08	6-2-99 15.00	320	157.87	2	33A	2	1	1	S	S	553980	40	PERDITA GAS DI COMBUSTIONE PER CEDIMENT	M	COMPLETE GENERATOR TURBINE SET
T239015	514BX	16-2-99 16.00	19-2-99 12.30	320	66.5	2	33A	2	1	1	S	S	580287	8	AVARIA CIRCUITO ARIA DI RAFFREDDAMENTO RIVELATORI DI FIAMMA.	M	COMPLETE GENERATOR TURBINE SET
T239033	514AB	22-6-99 17.41	22-6-99 20.03	320	2.367	2	33A	1	1	1	S	S		12	AVARIA SAB. BLOCCO TERMICO	M	COMPLETE GENERATOR TURBINE SET
T239040	514AB	22-6-99 20.20	23-6-99 0.32	320	4.2	2	33A	1	1	1	S	S	561774	12	AVARIA SAB. BLOCCO TERMICO	M	COMPLETE GENERATOR TURBINE SET
T239041	519EA	28-6-99 11.53	28-6-99 16.05	320	4.2	2	36A	1	1	1	S	S		E	GUASTO SISTEMA ECCITAZIONE. BLOCCO ELETTRICO.	E	GENERATOR
T239056	502TTOV1	30-9-99 5.36	30-9-99 10.40	320	5.067	2	20A	2	1	1	S	S	563029	6	S.T. DA OPERATORE PER PERDITA OLIOGH VALVOLA DI REG-H 8	M	COMPLETE GENERATOR TURBINE SET
T239057	502TT	2-10-99 13.48	8-10-99 8.59	320	133.8	2	32A	2	1	1	S	S	630635	26	PERDITA SUL CIRCUITO OLIOEH	M	COMPLETE GENERATOR TURBINE SET
T239073	507AV	17-12-99 8.23	17-12-99 8.45	320	0.367	2	33A	1	1	1	S	S		M	BLOCCO TERMICO. ALTA PRESSIONE PARETI CALDAIA.	M	COMPLETE GENERATOR TURBINE SET
T200022	525RL	20-6-00 11.42	20-6-00 12.22	320	0.667	2	30A	1	1	1	S	S		M	BLOCCO PER INVALIDITA MISURE PORTATA ARIA.	M	COMPLETE GENERATOR TURBINE SET
T200028	519FGZ	7-8-00 10.17	7-8-00 16.16	320	5.363	2	33A	2	1	1	S	S	567084	6	ROTTURA GIUNTO DI COLLEGAMENTO VALLE RITARIA SBARRAMENTO	M	COMPLETE GENERATOR TURBINE SET
T239063	607PP0BG	19-1-90 22.10	15-1-90 4.37	320	30.45	2	33A	1	1	0	S	S	503709	10	PERDE XL PREMISTOPPA DELL'ARY-PASS GABBIA DX.	M	COMPLETE GENERATOR TURBINE SET
T239065	619RH	23-2-90 23.25	24-2-90 17.45	320	18.333	2	33A	3	1	0	S	S	504480	74	RICERCA EVEHTOALI PERDITE-LATO ACQUA-RE-FRIGERANTI H2 ALTEHATORE.	M	COMPLETE GENERATOR TURBINE SET
T2390610	614	4-5-90 11.00	4-5-90 11.50	320	0.833	2	33A	1	1	0	S	S		M	BLOCCO TERMICO DA SAB	M	COMPLETE GENERATOR TURBINE SET
T2390611	626	8-5-90 13.53	8-5-90 20.06	320	0.217	2	30A	1	1	0	S	S		M	BLOCCO TERMICO ALLTISSIMA TEMPERATURA#2	M	COMPLETE GENERATOR TURBINE SET
T2390613	614	22-5-90 18.06	22-5-90 16.40	320	0.567	2	30A	1	1	0	S	S		M	B.T.PER AVARIA VALVOLA MONITOR BRUC-CH4	M	COMPLETE GENERATOR TURBINE SET
T2390614	626	25-5-90 13.08	25-5-90 13.24	320	0.267	2	30A	1	1	0	S	S		M	B.T.PER ALTISSIMA TEMP.#2	M	COMPLETE GENERATOR TURBINE SET
T2390615	626	27-5-90 22.42	27-5-90 23.15	320	0.55	2	30A	1	1	0	S	S		M	B.T.PER DP NAFTA DURANTE XL CAMBIO DI COMBUSTIONE	M	COMPLETE GENERATOR TURBINE SET
T2390618	619EA	7-7-90 4.10	7-7-90 11.00	320	6.833	2	36A	2	1	0	S	S	506634	11	AVARIA SBONNATORE SE2.3 SISTEMA EC-CXTA30HE	E	GENERATOR
T2390619	614	9-7-90 7.15	9-7-90 8.23	320	1.133	2	33A	1	1	0	S	S		M	BLOCCO TERMICO PER INCONGRUENZJA FINECORSA VALV.CH4 BRUCIATORE F3	M	COMPLETE GENERATOR TURBINE SET
T2390621	625	1990-09-17 10.10	1990-09-17 10.40	320	0.5	2	38A	1	1	0	S	S		E	BRUSCO DISTACCO DI CARICO DURANTE LOSCAMBIO VALVOLE 207-200	E	LOAD REJECTION
T2390622	625	1990-09-17 11.55	1990-09-17 12.10	320	0.25	2	38A	1	1	0	S	S		E	BRUSCO DISTACCO DI CARICO A FINE SCAM-BIO VALVOLE 207-200	E	LOAD REJECTION
T2390623	614	10-10-90 6.13	10-10-90 8.04	320	1.85	2	33A	1	1	1	S	S	507814	4	BLOCCO TERMICO PER CHIUSURA VALV. DI BLOCCO (METAH) SAITO. GUASTO SCHEDA ALIMENT.	M	COMPLETE GENERATOR TURBINE SET
T239008	607PP0P	18-1-91 20.29	19-1-91 14.00	320	17.517	2	33A	2	1	0	S	S	509500	34	PERBITA ACQUA DAL CASSONH INTEREDIOZZONA PASSO 4	M	COMPLETE GENERATOR TURBINE SET
T239009	602RT	29-1-91 6.00	29-1-91 22.23	320	16.363	2	32A	2	1	0	S	B	509623	34	TURBINA. AVARIA REGOLAZIONE EH	M	COMPLETE GENERATOR TURBINE SET
T231018	626	27-2-91 11.38	27-2-91 11.30	320	0.2	2	33A	1	1	0	S	S		M	B.T.PER ALTA PRESSIONE PARETI CALDAIA	M	COMPLETE GENERATOR TURBINE SET
T231030	626	17-6-91 10.30	17-6-91 11.00	320	0.5	2	30A	1	1	0	S	N		M	B.T. PER ALTA TEMPERATURA VAPORE SH2	M	COMPLETE GENERATOR TURBINE SET
T231036	626	25-6-91 14.47	25-6-91 15.24	320	0.617	2	30A	1	1	0	S	N		M	B.T. PER ALTA TEMPERATURA SH2	M	COMPLETE GENERATOR TURBINE SET
T231039	601SP	26-6-91 13.36	27-6-91 13.00	320	17.4	2	30A	3	1	0	S	S	518884	12	ROTTURA TUBO SCARICO CONDENSA TUBAZIONEVAPORE IV SPILL. AL DEGASATORB	M	COMPLETE GENERATOR TURBINE SET
T231040	625RL	1991-07-02 03.00	1991-07-02 03.00	320	0.183	2	38A	1	1	0	S	S		E	B.T. PER BRUSCO DISTACCO DEL CARICO CAUSA AVARIA TRSMETTITORE PORTATA O.C.	E	LOAD REJECTION
T232042	619OT	3-8-92 6.00	6-8-92 11.00	320	77	2	30A	3	3	1	N	S	518038	24	INFILTRAZIONE DI OLIO TENUTA IDROGENO	M	COMPLETE GENERATOR TURBINE SET
T232049	626DE	7-9-92 17.35	7-9-92 6.30	320	0.2	2	33A	1	1	0	N	S		M	BLOCCO TERMICO PER ALTA PRESSIONE PARETI CALDAIA	M	COMPLETE GENERATOR TURBINE SET
T232050	619AETH	11-9-92 15.57	11-9-92 23.21	320	7.4	2	38A	1	1	1	N	S	518764	E	BLOCCO ELETTRICO PER INTERVENTO PROTEZIONE DIFFERENZIALE	E	GENERATOR

We have a Database composed from 4 sheets:

- *Legend*
- *Centrale a*
- *Centrale b*
- *Centrali*

In this file I have collected each major failure, and for each one of these there is:

- + Name of power plant
- + Part of layout
- + Date
- + Time
- + Unavailability power
- + Reason
- + Type and location of failure.

At this point we have all information to start the analysis of the data.

### ANALYSIS OF THE DATA

The Analysis of data are divided in five parts, for each parts ( Analysis A, Analysis B, Analysis C, Analysis D, Analysis E) are selected different location of major failures:

- **SHEET ANALYSIS A LOCATION SELECTED :**  
ALL MAJOR FAILURES
  
- **SHEET ANALYSIS B LOCATION SELECTED :**  
GENERATOR ,STEAM/GAS TURBINE , COMPLETE GENERATOR TURBINE SET
  
- **SHEET ANALYSIS C LOCATION SELECTED:**  
GENERATOR, STEAM/GAS TURBINE, COMPLETE GENERATOR TURBINE SET, MAIN TRANSFORMER, AUX TRANSFORMER, IPB, LOCK NETWORK, DISCONNECTOR EHV , EHV C.B., LOAD REJECTION

▪ **SHEET ANALYSIS D LOCATION SELECTED:**

MAIN TRANSFORMER, AUX TRANSFORMER, IPB, LOCK NETWORK, DISCONNECTOR EHV, EHV C.B., LOAD REJECTION

▪ **SHEET ANALYSIS E LOCATION SELECTED:**

GENERATOR, STEAM/GAS TURBINE, COMPLETE GENERATOR TURBINE SET, LOAD REJECTION, LOCK NETWORK

At the beginning of all analysis there is an overview regards all power plants studied (see the picture below).

ANALYSIS										TOTAL MAJOR FAILURE		TOTAL TIME NOT AVAILABLE (h)				
										ELECTRICAL	MECHANICAL					
										1336	288	1048	41388.408			
CENTRAL	TYPE OF CENTRAL	CODICE EVENTO	NUMBER OF GENERATORS	RATED POWER OF GENERATOR (MW)	SECTION GENERATOR VIEW CODE A (LEGEND)	DURATION (Y)	TOTAL DURATION (Y)	GCB YES or NO	SELECTED ALL MAJOR FAILURE COMPLETE UNAVAILABILITY POWER OF A GENERATOR	ELECTRICAL	MECHANICAL	TIME NOT AVAILABLE (h)	MTTF	MTTR	DISPONIBILITY	
TH	LC		4	320		4	16	NO		188	30	88	4128.895	1162.8053975	34.9906	0.97054156
TH	TZ		4	320		10	40	NO		253	43	210	6601.017	1550.8860399	26.0341	0.981159198
TH	GE		3	155		6	18	NO		6	2	4	186.9	4348.85	31.15	0.992888128
TH	SP		4	600		4	4	NO		34	4	30	1788.117	977.9955988	52.5917	0.948963264
TH	FS		4	320		4	4	NO		35	12	23	435.999	988.6857429	12.4571	0.987557106
TH	PC		3	155		4	3	NO		3	0	3	150.666	8709.778	50.222	0.994266895
TH	PM		2	70		1	2	NO		6	5	1	26.45	2915.591667	4.40833	0.998490297
TH	PD		4	660		1	4	NO		43	11	32	1088.549	789.5453721	25.3383	0.968905665
TH	LJ		2	155		1	2	NO		9	3	6	486.065	1832.858444	54.0072	0.972256684
TH	FB		4	320		1	4	NO		33	17	16	283.335	1163.686818	8.13336	0.992342038
TH	SB		2	125		1	2	NO		9	5	4	226.817	1921.464778	25.2019	0.987053824
TH	CV		1	240		1	1	NO		3	1	2	1885.117	2291.627667	628.372	0.784803395
TH	TN		4	660		1	4	NO		57	9	48	4300.633	539.287404	75.4487	0.87726504
TH	EA		3	68		1	3	NO		13	3	10	1163.866	1931.546763	89.9897	0.855494551
TH	ME		2	75		1	2	NO		5	1	4	9.981	3502.1238	1.8762	0.999464555
TH	RD		4	320		1	4	NO		10	2	8	1644.084	3339.5916	164.408	0.953079795
TH	AG		3	70		1	3	NO		33	18	14	2954.347	706.8378697	89.5257	0.887591825
TH	FE		2	70		1	2	NO		56	18	38	1847.866	278.0736443	34.7837	0.888915232
TH	PG		2	320		1	2	NO		36	9	27	2223.066	424.948333	61.7518	0.873112671
TH	TI		5	320		5	1	NO		43	9	34	2402.981	962.7213721	55.8833	0.94513742
TH	FS		2	180		1	2	NO		7	4	3	178.116	2477.412	25.4451	0.989833562
TH	SG		2	35		2	1	NO		66	9	57	2958.951	220.628545	44.8326	0.831110103
TH	SU		1	240		1	1	NO		19	2	17	1027.65	406.957895	54.0868	0.88268356
BT	AL		2	88		1	2	NO		11	2	9	98.75	1583.75	0.37727	0.994363584
BT	CM		2	88		1	2	NO		7	1	6	144.999	2482.143	20.7141	0.991723801

For each power plants are specified type of central (Thermal or Gas), Code of the event, section generator (view code A on Legend), rated power of a generator, duration of sample and with or without GCB.

After I defined the details of power plants, I started to analyze the data following the theory of reliability [2]. For each power plant we have the number of major failure and the total time not available from Database), I could calculate:

$$MTTR(h) = \frac{\text{total time not available}}{\text{number major failure}}$$

$$MTTF(h) = \frac{(total\ sample\ size * 8760) - time\ not\ available}{number\ major\ failure}$$

$$AVAILABILITY = \frac{MTTF}{(MTTF + MTTR)}$$

This picture below shown a common structure of overview for all types of analysis

POWER PLANT	SELECTED ALL MAJOR FAILURE COMPLETE UNAVAILABILITY			TIME NOT AVAILABLE(h)	MTTF	MTTR	AVAILABILITY	
	POWER OF A GENERATOR	ELECTRICAL	MECHANICAL					
La	118		30	88	4128.895	1152.805975	34.99064	0.97054156
Ta	253		43	210	6601.817	1358.886099	26.09414	0.981159198
G	6		2	4	186.9	4348.85	31.15	0.992888128
La	34		4	30	1788.117	977.9965588	52.59168	0.948969264
Fa	35		12	23	435.999	988.6857429	12.45711	0.987557106
Pa	3		0	3	150.666	8709.778	50.222	0.994266895
Pb	6		5	1	26.45	2915.591667	4.408333	0.998490297
Pc	43		11	32	1089.549	789.5453721	25.33835	0.968905565
Li	9		3	6	486.065	1892.659444	54.00722	0.972256564
Pf	33		17	16	268.335	1053.686818	8.131364	0.992342038
Se	9		5	4	226.817	1921.464778	25.20189	0.987053824

Moreover for each analysis there is a comparison among:

- Power plants with gas turbine Vs Steam turbine (thermal)
- Power plants with GCB Vs without GCB
- Thermal power plants with GCB Vs without GCB



In the picture below there is an overview concerning the most important results from the analysis.

ANALYSIS	WITH OR WITHOUT GCB	MTTR(h)
A	GCB	38.994897
	NO GCB	50.74885714
B	GCB	48.69282609
	NO GCB	52.25066606
C	GCB	38.9948966
	NO GCB	49.133989
D	GCB	1.8195
	NO GCB	18.79575949
E	GCB	44.8354
	NO GCB	50.0217677

Seeing the analysis E, where there are the components more useful for the Monte carlo analysis we can say:

## ANALYSIS E

TOTAL SAMPLE SIZE	131 YEARS
TOTAL NUMEBR OF MAJOR FAILURE	830
TIME NOT AVAILABLE (h)	41388.408
<b>MTTR(h) WITH GCB</b>	<b>44.8354</b>
<b>MTTR(h) NO GCB</b>	<b>50.0217677</b>

**THE MTTR OF A GENERATOR IS REDUCED BY  
10% WITH GCB**

## 2. VisualDate.xlsx

### INTRODUCTION

This file is interested in understanding how the data are distributed. We have used the two important type of analysis; Analysis B and Analysis E.

### CONSTRUCTION VISULDATE

Starting from the database.xlsx, where there are all TTR and their date, we divided all generators and for each of them we calculated time to failure and time between failure (TTF, TBF).

GENERATORE 1						
N#	START	END	TTR(h)	TTF(h)	TBF(h)	
	1-1-91 0.00			937.917	937.917	
1	9-2-91 1.55	9-2-91 3.45	1.833	2064.283	2066.117	
2	6-5-91 4.02	6-5-91 5.13	1.183	7959.250	7960.433	
3	1-4-92 20.28	2-4-92 5.00	8.533	6031.167	6039.700	
4	9-12-92 12.10	9-12-92 12.35	0.417	0.083	0.500	
5	9-12-92 12.40	9-12-92 13.25	0.750	3659.583	3660.333	
6	11-5-93 1.00	11-5-93 16.50	15.833	3436.833	3452.667	
7	1-10-93 21.40	4-10-93 2.58	53.300	1120.933	1174.233	
8	19-11-93 19.54	19-11-93 23.00	3.100	1213.900	1217.000	
9	9-1-94 12.54	10-1-94 16.00	27.100	761.417	788.517	
10	11-2-94 9.25	11-2-94 11.20	1.917	575.867	577.783	
11	7-3-94 11.12	7-3-94 12.07	0.917	6302.083	6303.000	
12	25-11-94 2.12	25-11-94 14.00	11.800	6744.350	6756.150	
13	2-9-95 14.21	2-9-95 15.30	1.150	1385.517	1386.667	
14	30-10-95 9.01	31-10-95 9.55	24.900	421.383	446.283	
15	17-11-95 23.18	18-11-95 17.00	17.700	778.083	795.783	
16	21-12-95 3.05	21-12-95 9.45	6.667	4880.167	4886.833	
17	11-7-96 17.55	12-7-96 22.00	28.083	314.000	342.083	
18	26-7-96 0.00	26-7-96 17.15	17.250	6200.017	6217.267	
19	11-4-97 1.16	12-4-97 18.15	40.983	4906.750	4947.733	
20	3-11-97 5.00	3-11-97 5.25	0.417	1410.583	1411.000	
	1-1-98 0.00					

It was done for sheets *Centrale a*, *Centrale b* and *Centrali*. After this we ordered from smallest to largest all TTF/TTR in a two different sheets (*TTR* and *TTF*).

### Creation histograms

- ✓ We have chosen the number and size of class:
  - Number of class  $K=1+3.33*\log N$   $N$ =sample under examination
  - Size of class; greatest TTF/TTR divided for  $K$
- ✓ Cataloging TTF/TTR inside their class
- ✓ Probability density function

$$f_d(t) = \frac{[n(t_i) - n(t_i + Dt_i)]/N}{Dt_i}$$

❖ Hazard rate

$$Z_d(t) = \frac{[n(t_i) - n(t_i + Dt_i)]/n(t_i)}{Dt_i}$$

❖ Creation histogram;  $n(t_i)$ : is the size of the population at the beginning of the time interval  $n(t_i) - n(t_i + Dt_i)$ : Is the number of failures occurring in the time interval.

**RESULTS**

Number of TTF is less than number of TTR because some of TTF are included in the same period.

figure 1 distribution Analysis E ,TTR

THE GRATEST TTR (h)	1 823.983
NUMBER OF TTR	829

CLASS k=11

Dti [h]	N# MAJOR FAILURE	ti [h]	n(ti)	n(ti)-(n(ti+Dti)	fd(t)
0-166	781	0	829	781	0.005675
167-332	32	166	48	32	0.000233
333-498	3	332	16	3	2.18E-05
499-664	6	498	13	6	4.36E-05
665-830	0	664	7	0	0
831-996	1	830	7	1	7.27E-06
997-1162	3	996	6	3	2.18E-05
1163-1328	2	1162	3	2	1.45E-05
1329-1494	0	1328	1	0	0
1495-1660	0	1494	1	0	0
1661-1826	1	1660	1	1	7.27E-06
		1826	0	0	0

Graph 2 probability density function, TTR

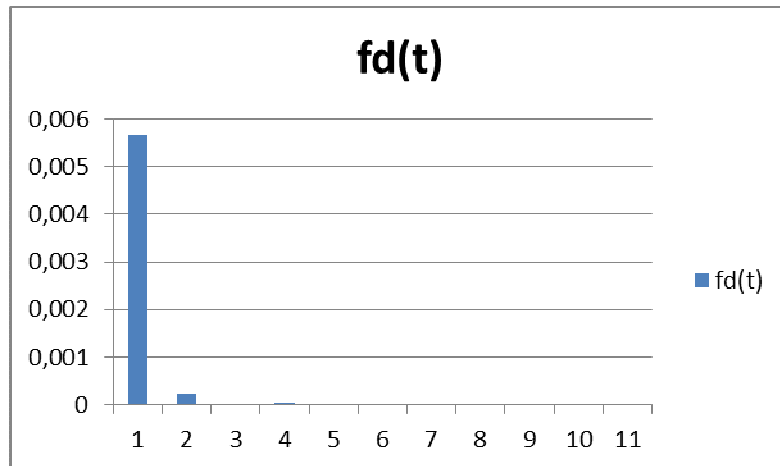


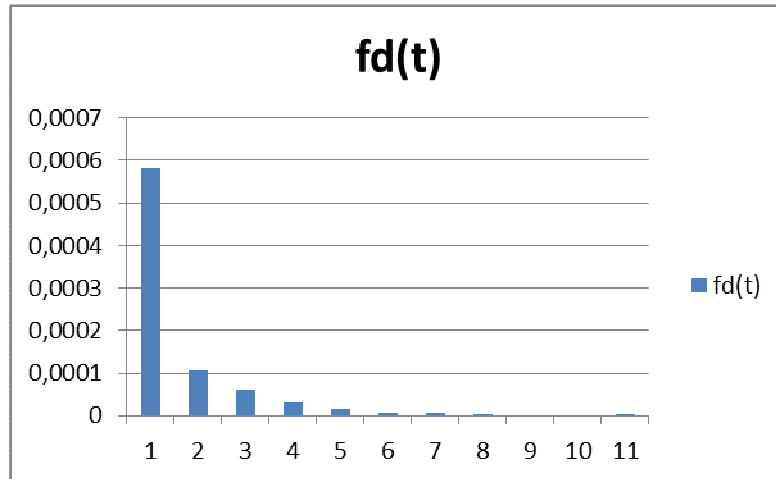
figure 2 distribution Analysis E, TTF

THE GRATEST TTF (h)	13597.417
NUMBER OF TTF	825

CLASS k=11

Dti [h]	N#	MAJOR FAILURE	ti [h]	n(ti)	n(ti)-(n(ti)+Dti)	fd(t)	zd(t)
0-1236	592		0	825	592	0.000580563	0.000580563
1237-2472	109		1236	233	109	0.000106894	0.000378488
2473-3708	61		2472	124	61	5.98215E-05	0.000398006
3709-4944	32		3708	63	32	3.13818E-05	0.000410952
4945-6180	15		4944	31	15	1.47102E-05	0.000391481
6181-7416	7		6180	16	7	6.86476E-06	0.000353964
7417-8652	7		7416	9	7	6.86476E-06	0.00062927
8653-9888	1		8652	2	1	9.80681E-07	0.000404531
9889-11124	0		9888	1	0	0	0
11125-12360	0		11124	1	0	0	0
12361-13597	1		12360	1	1	9.80681E-07	0.000809061
			13597	0	0	0	0

graph 2 probability density function, TTF



graph 3 probability hazard rate, TTF

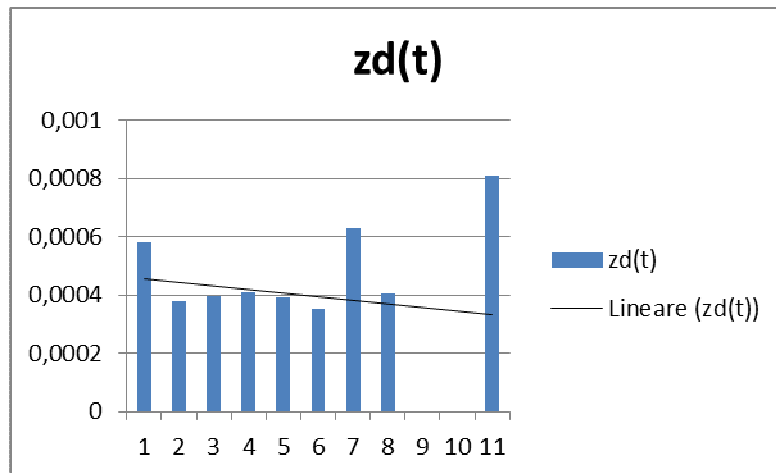


figure 3 distribution Analysis B , TTR

THE GRATEST TTR (h)	1823.983
NUMBER OF TTR	791

CLASS k=11

Dti [h]	# MAJOR FAILURE	ti [h]	n(ti)	n(ti)-(n(ti+Dti))	fd(t)
0-166	743	0	791	743	0.005659
167-332	32	166	48	32	0.000244
333-498	5	332	16	5	2.28E-05
499-664	6	498	13	6	4.57E-05
665-830	0	664	7	0	0
831-996	0	830	7	1	7.62E-06
997-1162	1	996	6	3	2.28E-05
1163-1328	3	1162	3	2	1.52E-05
1329-1494	2	1328	1	0	0
1495-1660	0	1494	1	0	0
1661-1826	0	1660	1	1	7.62E-06
1827-1992	1	1826	0	0	0

graph 4 probability density function, TTR

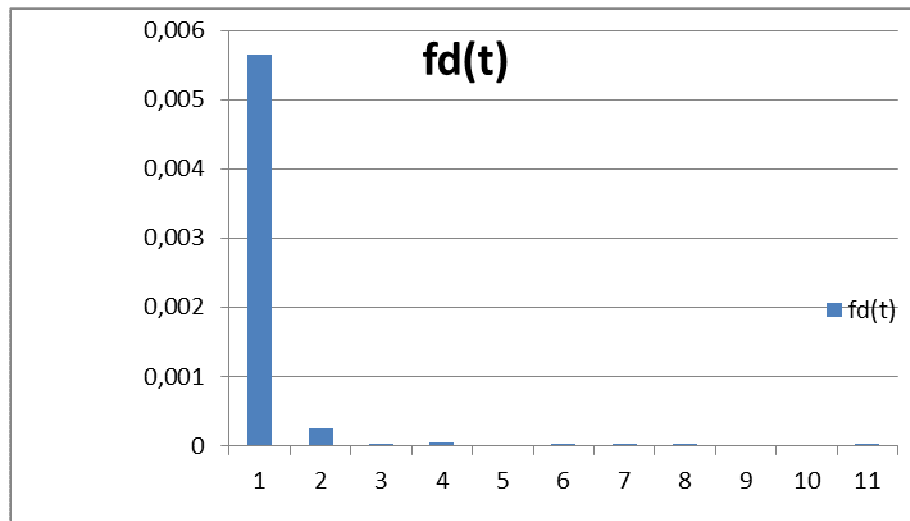


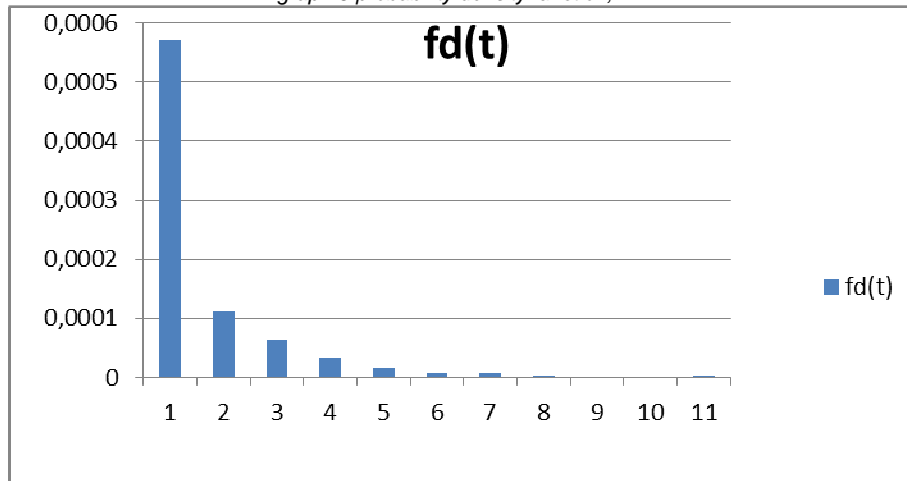
figure 4 distribution Analysis B, TTF

THE GRATEST TTF (h)	13597.417
NUMBER OF TTF	788

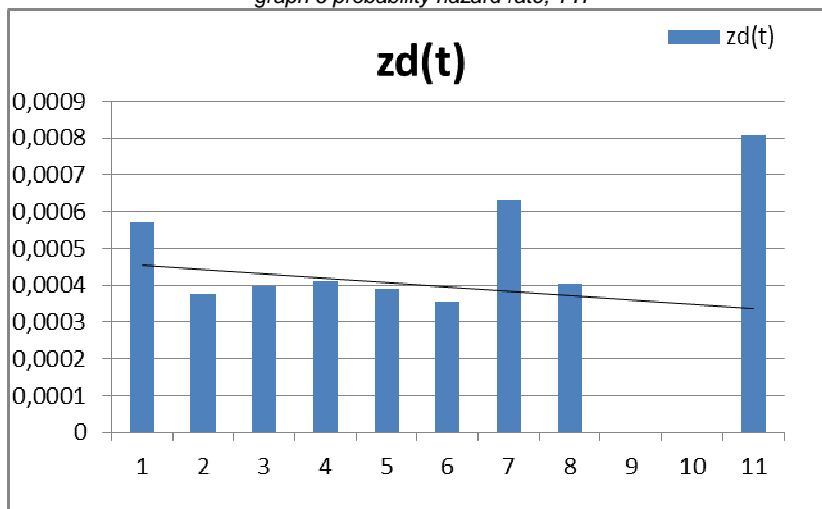
CLASS k=11

Dti [h]	N# MAJOR FAILURE	ti [h]	n(ti)	n(ti)-(n(ti+Dti)	fd(t)	zd(t)
0-1236	556	0	788	556	0.000571	0.000571
1237-2472	108	1236	232	108	0.000111	0.000377
2473-3708	61	2472	124	61	6.26E-05	0.000398
3709-4944	32	3708	63	32	3.29E-05	0.000411
4945-6180	15	4944	31	15	1.54E-05	0.000391
6181-7416	7	6180	16	7	7.19E-06	0.000354
7417-8652	7	7416	9	7	7.19E-06	0.000629
8653-9888	1	8652	2	1	1.03E-06	0.000405
9889-11124	0	9888	1	0	0	0
11125-12360	0	11124	1	0	0	0
12361-13597	1	12360	1	1	1.03E-06	0.000809
		13597	0	0	0	0

graph 5 probability density function, TTF



graph 6 probability hazard rate, TTF



CONCLUSION

From histograms we can observe the exponential distribution of data. In order to verify that the data has an exponential distribution we proceed as the theory says.

The exponential density function<sup>[2]</sup> is:

$$f(x) = \lambda e^{-\lambda x}$$

Where  $\lambda$  is the hazard rate<sup>[2]</sup>, we can verify that for  $x=0$  :

$$f(0) = \lambda \longleftrightarrow \lambda = \frac{1}{MTTF}$$

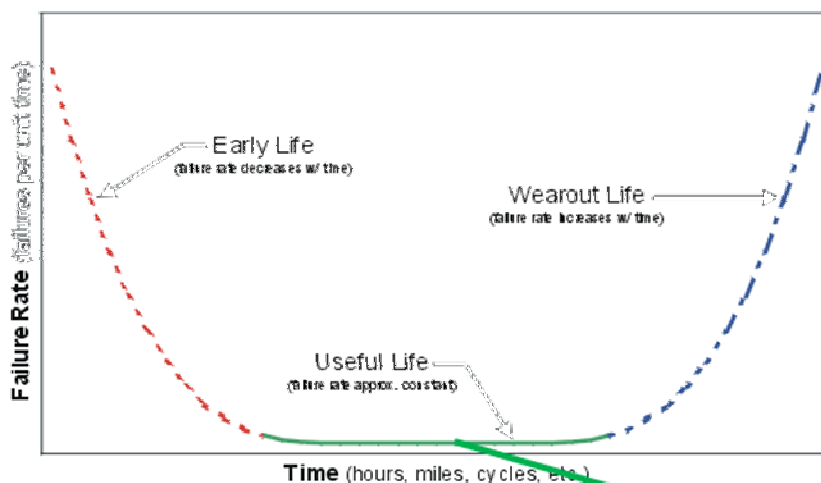
Analysis B  $f(0) = 0.000571 \cong \frac{1}{MTTF} = 0.000715$

Analysis E

$$f(0) = 0.00058 \cong \frac{1}{MTTF} = 0.00075$$

Where the MTTF comes from file *DatabaseREVIEW.xlsx* and  $f(0)$  from file *Visualdate.xlsx*.

These results confirm the adoption of an exponential distribution for a generator:



**SEE  
DISTRIBUTION  
OF DATA  
HAZARD RATE**

### 3. Confidence interval for ANALYSIS.xlsx

Seeing the length of sample from power plants with GCB I decide to use a confidence interval for having more reliability and a correct mathematical approach. These Data, how I have already checked, it has an exponential distribution. For this approach I can use a Chi-Square distribution<sup>[2]</sup>.

Starting from file DatabaseREVIEW.xlsx for each analysis (analysis A, analysis B, analysis C, analysis D, analysis E) I calculated the confidence interval of power plants with GCB.

Confidence interval			ANALYSIS A		
Input Data			Input Data		
Number of Failures	x	29 -	Number of Failures	x	29 -
Time Not Available	t	1.131E+03 h	Accumulated Years in Service	t	2.515E+04 h
Confidence Interval		95 %	Confidence Interval		95 %
Calculated Failure Rates			Calculated Failure Rates		
Lower Limit of Confidence Interval		0.975	Lower Limit of Confidence Interval		0.975
Upper Limit of Confidence Interval		0.025	Upper Limit of Confidence Interval		0.025
1/MTTR	$\lambda$	2.564E-02 1/h	Constant Failure Rate	$\lambda$	1.153E-03 1/h
Lower Confidence Limit for $\lambda$	$\lambda_L$	1.717E-02 1/h	Lower Confidence Limit for $\lambda$	$\lambda_L$	7.723E-04 1/h
Upper Confidence Limit for $\lambda$	$\lambda_H$	3.683E-02 1/h	Upper Confidence Limit for $\lambda$	$\lambda_H$	1.656E-03 1/h
Constant MTTR	MTTR	3.899E+01 h	Constant MTF	MTTF	8.672E+02 h
Upper Confidence Limit for	MTTRL	5.823E+01 h	Upper Confidence Limit for	MTTF <sub>L</sub>	1.295E+03 h
Lower Confidence Limit for	MTTRH	2.715E+01 h	Lower Confidence Limit for	MTTF <sub>H</sub>	6.038E+02 h

We obtained the range of MTTF/MTTR with a confidence interval of 95%. This approach was used to add more reliability of our studies.



## Input Monte Carlo STEAM TURBINE confidence interval .xlsx

We want to do a comparison between electrical TTR with GCB and without GCB, obtaining the reduction introduced by GCB.

Starting from the Analysis E, coming from DatabaseREVIEW.xlsx, we deleted the power plants with gas turbine ( because we didn't have data regards gas turbine with GCB. For this input we were searched it from literature<sup>[1]</sup>).

We created two sheets, one for the centrals with GCB and one for the centrals without GCB (*TTR E WITH GCB, TTR WITHOUT GCB*). Inside of them, there are total sample size and the division between Electrical TTR and Mechanical TTR.

For the MTTRm we used the data from centrals without GCB for these reasons:

- o The length of sample (677)
- o We can assume that the MTTRm without GCB is the same of the MTTRm with GCB

### CALCULATION THE REDUCTION INTRODUCED BY GCB

#### -SOLUTION A

MTTR without GCB comes directly from research

TOTAL SAMPLE WITHOUT GCB SIZE	782
ELECTRICAL	105
MECHANICAL	677



TOTAL SAMPLE SIZE WITH GCB	25
ELECTRICAL	3
MECHANICAL	22



Confidence interval TTR ELECTRICAL MAJOR FAILURES							
Input Data without GCB		Input Data with GCB					
MTTR <sub>e</sub> (h)=42.9238	(From TTR E WITHOUT GCB)	TTR E					
MTTR <sub>m</sub> (h)=39.7398	(From TTR E WITHOUT GCB)	Number of Failures	x	3	-		
		Time Not Available	t	1.217E+00	h		
		Confidence Interval		99	%		
MTTR(h)=40.16734		Calculated Failure Rates					
		Lower Limit of Confidence Interval		0.995			
		Upper Limit of Confidence Interval		0.005			
		1/MTTR	λ	2.465E+00	1/h		
		Lower Confidence Limit for λ	λ <sub>L</sub>	9.020E+00	1/h		
		Upper Confidence Limit for λ	λ <sub>H</sub>	2.776E-01	1/h		
		Constant MTTR <sub>e</sub>	MTTR <sub>e</sub>	4.057E-01	h		
		Lower Confidence Limit for	MTTR <sub>eL</sub>	1.109E-01	h		
		Upper Confidence Limit for	MTTR <sub>eH</sub>	3.602E+00	h		

$$MTTR_{REDUCED} = \frac{MTTR_m(\text{without}) * MF_m(\text{without}) + \frac{MTTR_{eH}(\text{withGCB})}{MTTR_e(\text{without})} * MTTR_e(\text{without}) * MF_e(\text{without})}{TOTAL MAJOR FAILURES WITHOUT GCB}$$

MTTRm(without)=39.734 h

MTTRe(without)= 42.924 h

MFm(without)= sample of mechanical major failures 677

MFe(without)= sample of electrical major failures 105

TOTAL MAJOR FAILURES WITHOUT GCB =782

MTTReH(withGCB)=3.602 h

$$MTTR_{REDUCED} = \frac{39.734 * 677 + 3.602 * 105}{782} = 34.882 \text{ h}$$

MTTR(h)= 40.167

MTTR(h)<sub>reduced</sub>= 34.882

**WITH GCB MTTR IS REDUCED BY 13.14%**

**-SOLUTION B**

MTTR without GCB is calculated with confidence interval

TOTAL SAMPLE WITHOUT GCB SIZE	782
ELECTRICAL	105
MECHANICAL	677

Input Data without GCB			
TTR E			
Number of Failures	x	105	-
Time Not Available	t	4.507E+03	h
Confidence Interval		99	%
Calculated Failure Rates			
Lower Limit of Confidence Interval		0.995	
Upper Limit of Confidence Interval		0.005	
1/MTTR	$\lambda$	2.330E-02	1/h
Lower Confidence Limit for $\lambda$	$\lambda_L$	1.786E-02	1/h
Upper Confidence Limit for $\lambda$	$\lambda_H$	2.982E-02	1/h
Constant MTTRe	MTTRe	4.292E+01	h
Upper Confidence Limit for	MTTReH	5.600E+01	h
Lower Confidence Limit for	MTTReL	3.354E+01	h

TTR M			
Number of Failures	x	677	-
Time Not Available	t	2.690E+04	h
Confidence Interval		99	%
Calculated Failure Rates			
Lower Limit of Confidence Interval		0.995	
Upper Limit of Confidence Interval		0.005	
1/MTTR	$\lambda$	2.516E-02	1/h
Lower Confidence Limit for $\lambda$	$\lambda_L$	2.274E-02	1/h
Upper Confidence Limit for $\lambda$	$\lambda_H$	2.776E-02	1/h
Constant MTTRm	MTTRm	3.974E+01	h
Lower Confidence Limit for	MTTRmL	3.602E+01	h
Upper Confidence Limit for	MTTRmH	4.397E+01	h

$$\text{MTTR}_{\text{with confidence interval}} = \frac{\text{MTTR}_{mH}(\text{without}) * MF_m(\text{without}) + \text{MTTR}_{eH}(\text{without}) * MF_e(\text{without})}{\text{TOTAL MAJOR FAILURES WITHOUT GCB}}$$

## ABB Switzerland Ltd

MTTR<sub>mH</sub>(without)=43.97 h

MTTR<sub>eH</sub>(without)= 56 h

MF<sub>m</sub>(without)= sample of mechanical major failures 677

MF<sub>e</sub>(without)= sample of electrical major failures 105

TOTAL MAJOR FAILURES WITHOUT GCB =782

$$MTTR_{with\ confidence\ interval} = \frac{43.97 * 677 + 56 * 105}{782} = 45.586\ h$$

TOTAL SAMPLE SIZE WITH GCB	25
ELECTRICAL	3
MECHANICAL	22

Input Data with GCB			
TTR E			
Number of Failures	x	3	-
Time Not Available	t	1.217E+00	h
Confidence Interval		99	%
Calculated Failure Rates			
Lower Limit of Confidence Interval		0.995	
Upper Limit of Confidence Interval		0.005	
1/MTTR	$\lambda$	2.465E+00	1/h
Lower Confidence Limit for $\lambda$	$\lambda_L$	9.020E+00	1/h
Upper Confidence Limit for $\lambda$	$\lambda_H$	2.776E-01	1/h
Constant MTTR <sub>e</sub>	MTTR <sub>e</sub>	4.057E-01	h
Lower Confidence Limit for	MTTR <sub>eL</sub>	1.109E-01	h
Upper Confidence Limit for	MTTR <sub>eH</sub>	3.602E+00	h

$$MTTR_{REDUCED} = \frac{MTTR_{mH}(without) * MF_m(without) + \frac{MTTR_{eH}(withGCB)}{MTTR_{eH}(without)} * MTTR_{eH}(without) * MF_e(without)}{TOTAL\ MAJOR\ FAILURES\ WITHOUT\ GCB}$$

MTTR<sub>mH</sub>(without)=43.97 h

MTTR<sub>eH</sub>(without)= 56 h

MF<sub>m</sub>(without)= sample of mechanical major failures 677

**ABB Switzerland Ltd**

MFe(without)= sample of electrical major failures 105

TOTAL MAJOR FAILURES WITHOUT GCB =782

MTTR<sub>reH</sub>(withGCB)=3.602 h

$$MTTR_{REDUCED} = \frac{43.97 * 677 + 3.602 * 105}{782} = 38.550 \text{ h}$$

MTTR<sub>with confidence interval</sub>(h)= 45.586

MTTR(h)<sub>reduced</sub>= 38.550

**WITH GCB MTTR IS REDUCED BY 15.43%**

Type of Document <b>Technical report</b>		Project name/entry/		A Mirko Palazzo	
Place Oe	Dept. PTHG-VE1	Issued by A. Delpozzi, C. Mora	Phone	Date: 30/05/2011	Pages
Subject: <b>Input for simulation with the Monte Carlo method</b>					
Place	to Dept.	To	No.	Notes	

## INPUT FOR SIMULATION WITH THE MONTE CARLO METHOD

In this report are included the following explanation concerning these files:

1. Raccolta dati analisi montecarlo.xlsx
2. Type of distribution & cumulative hazard plot
3. New of ttr ttf GCB & Generators
4. New data for simulation with the Monte Carlo method

# 1. Raccolta dati analisi montecarlo.xlsx

## Overview statistical data for the simulation with Monte Carlo analysis

Before starting the simulations with Monte Carlo method here below we summarize the necessary input data that we have already calculated or found in literature.

These data are:

- Mean time to failure MTTF(h)
- Mean time to repair MTTR(h)
- Failure/Repair distribution.

Here below we report these data divided by component.

### GSU Transformers

We are interested in analyze two different type of GSU transformers (three/two windings).

COMPONENT	TYPE	HIGHEST VOLTAGE [kV]	M TTF [h]	TR [h] without GCB	TR [h] with GCB
GSU TRANSFORMER	windings	60-100	721240	3109	1206
		100-300	608820		
		300-700	296589		
		global	520932		
	windings	60-100	551154	3154	1215
		100-300	465245		
		300-700	226646		
		global	398088		

All the mean times to failure regarding two windings transformers come from: CIGRE’ study committee 12, *An international survey on failures in large power transformers in service*, CIGRE’.

All the details about the calculation of the data above, are reported on [2].

### Unit transformers

In order to analyze several type of power plant with the Monte Carlo method, we decide to put into our power plants layout, even for the unit transformer, the two different types: two and three windings.

We found in technician literature<sup>[1]</sup> only the data regarding two winding and without GCB ones but, using the same ratio concerned the GSU transformers we can fully fill in also for the missing data.

e.g.:

$$MTTF_{2w-UT}=265613 \text{ h (no GCB)} \rightarrow MTTF_{2w-UT}=265613 \text{ h (with GCB)}$$

$$MTTR_{2w-UT}=435,53 \text{ h (no GCB)} \rightarrow MTTR_{2w-UT(\text{with GCB})} = \frac{MTTR_{(GSU \ 2W \ WITH \ GCB)}}{MTTR_{(GSU \ 2W \ NO \ GCB)}} * MTTR_{2Wut} = 168,94h$$

$$MTTR_{3w-UT(\text{with GCB})} = \frac{MTTR_{(GSU \ 3W \ WITH \ GCB)}}{MTTR_{(GSU \ 3W \ NO \ GCB)}} * MTTR_{3Wut \ without \ GCB} = 168,94h$$

COMPONENT	TYPE	MTTF [h]	MTTR [h] without GCB	MTTR [h] with GCB
UNIT TRANS.	2 windings	265613	435,53	168,94
	3windings	202975	441,83	170,2

References for the unit transformers:[1],[2]

### Station transformers

Similar to the unit transformer, we started from the same starting point<sup>[1]</sup>, and using the same approach we calculated the missing data for the station transformers.

We considered that the presence of the GCB does not affect the MTTR and MTTF of the ST.



Here below is reported a data review for the ST:

COMPONENT	TYPE	MTTF [h]	MTTR [h] without GCB	MTTR [h] with GCB
STAT. TRANS.	2 windings	192720	39,3	
	3windings	147272	39,87	

**Generator**

The data regards steam turbine comes from the file Input Monte Carlo STEAM TURBINE confidence interval.xlsx, which explanation is inside of the report generator database. While the data regards gas turbine comes from literature (Annual report, Canadian Electricity, 1999).

COMPONENT	TYPE	MTTF [h]	MTTR [h] without GCB	MTTR [h] with GCB
GENERATOR	STEAM TURBINE	1240,58	40,16734	34,88754
	GAS TURBINE	581.86	115.76	97.89

**Generator circuit breaker (GCB)**

All the details about the calculation and sources of the data reported above are mentioned in [9].

**EHV & HV Circuit breaker**

In order to achieve a complete model of every power plants that we have to analyze , we searched statistical data of extra high voltage CB and high voltage CB for two different insulation technologies that strongly affect their behavior: GIS (gas insulated), AIS (air insulated).

**GIS**

The main references, from which the data come, is:

“CIGRE’, Report on the second international survey on high voltage Gas Insulated Substation (GIS) service experience, working group 23.02”.

Here below we list some critical hypothesis necessary to understand how the MTTF,MTTR:

- Voltage classes: -2 100<Un<200 kV  
                                  -4 300<Un<500 kV
- A CB Bay is defined as: “ A three phase assembly consisting of one circuit breaker, its associated insulating switches, instruments transformers, interconnecting bus up to and including the line disconnect switch and the section of main bus”.
- We assumed that in one bay there is one CB,one busduct and two disconnector
- In the survey a major failure is considered has a failure that happened:
  - Normal service
  - Testing
  - During or after maintenance/repair
  - Out of service

We are just interested in normal service failures.

- The components involved which we are interested in, are :
  - CB, switch
  - Busbars, busduct plus interconnection

Calculation of MTTF:

CLASS 2	# MAJOR FAILURES
CB, switch	59
Busbar,busduct plus interconnection	17
disconnector	23
TOTAL	99 <sup>2</sup>

Tab 2.3.3.2.3,[7]

CLASS 4	# MAJOR FAILURES
---------	------------------

<sup>2</sup> Compare with tab2.3.1.1.3.AC [7]

CB, switch	40
Busbar,busduct plus interconnection	43
Disconnecter	30
TOTAL	113 <sup>3</sup>

Tab 2.3.3.4.3,[7]

SAMPLE SIZE	CLASS 2	CLASS 4
CB-bay-years	29415	6371

Tab 2.2.1.1.AC[7]

$$MTTF = \frac{Cb - bay - years}{\#MAJOR FAILURES}$$

Component	MTTF(h)
EHV CB	1395249
HV CB	4367380
EHV BUSBAR	1297906
HV BUSBAR	15157376
DISCONNECTOR EHV	3720664
DISCONNECTRO HV	22406557

<sup>3</sup> ibidem

Calculation of MTTR:

Component	MTTR(h)
EHV CB	264
HV CB	144
EHV BUSBAR	179 <sup>4</sup>
HV BUSBAR	144
DISCONNECTOR EHV	192
DISCONNECTOR HV	240

Tab 2.3.3.2.8,[7]

Tab 2.3.3.4.8,[7]

## AIS

We are interested in single pressure technology, because it is the most recent one:

Component	MTTR(h)	MTTF(h)	PROBABILITY FAIL TO OPEN [FAIL. /10000 CO]	PROBABILITY FAIL TO CLOSE [FAIL. /10000 CO]
EHV CB <sup>5</sup>	162.5	723941	0.637	1.128
HV CB <sup>6</sup>	51.1	1287720	0.204	0.781
EHV BUSBAR <sup>7</sup>	199.9	1135150		
HV BUSBAR <sup>8</sup>	23.2	8929625		

<sup>4</sup> Weighted average

<sup>5</sup> Table 6-9 appendix H [4]

<sup>6</sup> ibidem

<sup>7</sup> Pages 44-45-46[11]

<sup>8</sup> ibidem

EHV DISCONNECTOR <sup>9</sup>	31.2	1238345		
HV DISCONENCTOR <sup>10</sup>	25.3	2284323		
MV CB <sup>11</sup>	73.72	730000	5.98e-01	3.32e-01
AUX CB <sup>12</sup>	73.72	730000	5.98e-01	3.32e-01

Circuit Breaker:

Component	MTTR(h)	MTTF(h)
MV CB <sup>13</sup>	73.72	730000
AUX CB <sup>14</sup>	73.72	730000

Busbar:

$$MTTF_{bb} = \frac{1}{\lambda_{bb}} = \frac{1}{(0.05 * \lambda_{MVCB} * \#MVCB\_MODELIZED) + \lambda_{MVCB} * (\#MVCB\_NOT\_MODELIZED)}$$

The formulas that you can find in the file *raccolta dati analisi monte carlo.xlsx* are for a general type of layout.

Here below is shown an example referred to LaCasella layout

<sup>9</sup> ibidem

<sup>10</sup> ibidem

<sup>11</sup> Table 1[1]

<sup>12</sup> ibidem

<sup>13</sup> Table 1[1]

<sup>14</sup> ibidem



Modeling Example (referred to LaCasella)

Component	CB MODELIZED	CB NOT MODELIZED	MTTF(h)	MTTR(h)
MV1 BUSBARS	2	3	235484	145
AUX1BUSBARS	2	2	347619	145
MV2 BUSBARS	2	5	143137	145
AUX2 BUSBARS	2	1	663636	145

## 2.Type of distribution & cumulative hazard plot

### Cumulative hazard plot

We decided to use this mathematic method for giving more precision at our results shown above. Particularly we used it on the data that comes from GCBs and Generators ( GeneratorDatabase & Planning Board). This analysis is useful to understand if the distributions that we are assumed are good.

Anyway the study did at this point is complete and accurate.

The hazard plot technique estimates the cumulative hazard,

$$Z(t) = \int_0^t z(u)du,$$

as a function of t. The algorithm for obtaining the estimator  $Z'(t)$  is as follows:

- 1) Set up the observed times (failure times and censored lifetimes) in increasing order. If two or more times are equal, let these be randomly ordered:

$$w_1 \leq w_2 \dots \dots \leq w_n$$

- 2) Set up the reversed ranks, that is count the observation “from below”:

$$n_j = n - j + 1$$

- 3) For all failure times  $w_j$ , invert  $n_j$ , that is compute  $1/n_j$ .
- 4) For all failure times  $w_j$ , compute  $Z(w_j)$  by adding  $1/n_j$  “ from above”.
- 5) Plot the points  $w_j$  versus  $Z(w_j)$ .



j	Wj	event	Nj	1/Nj	Z(Wj)
1	288		5059	0.000198	0.000198
2	360		5058	0.000198	0.000395
3	552		5057	0.000198	0.000593
4	792		5056		
5	936		5055	0.000198	0.000791
6	1104		5054	0.000198	0.000989
7	1560		5053	0.000198	0.001187
8	1560		5052		

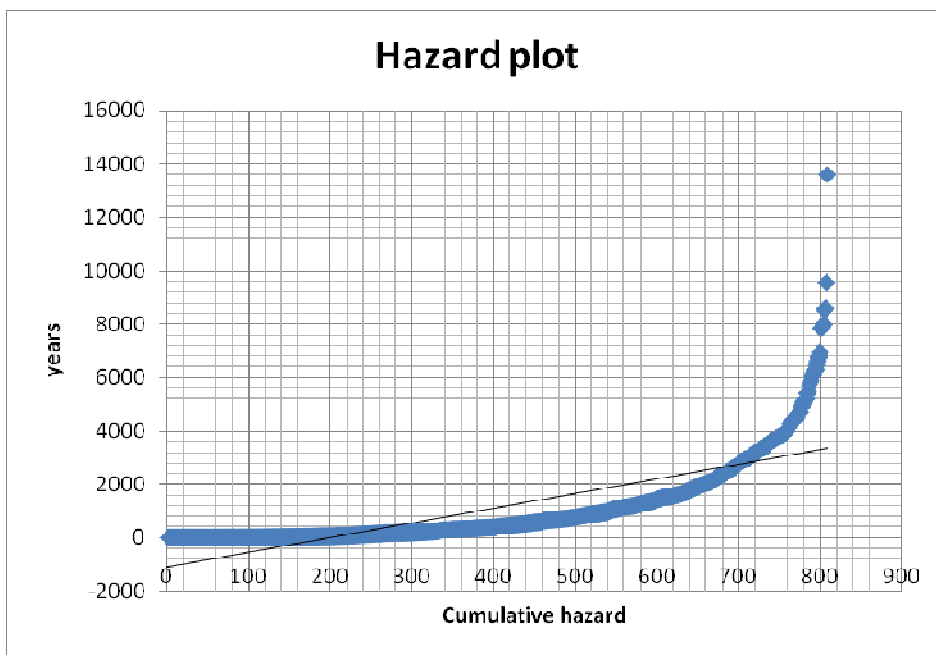
	denotes a failure time
	denotes a censored lifetime
	denotes a censored lifetime
	denotes a censored lifetime

Example of table for cumulative hazard plot

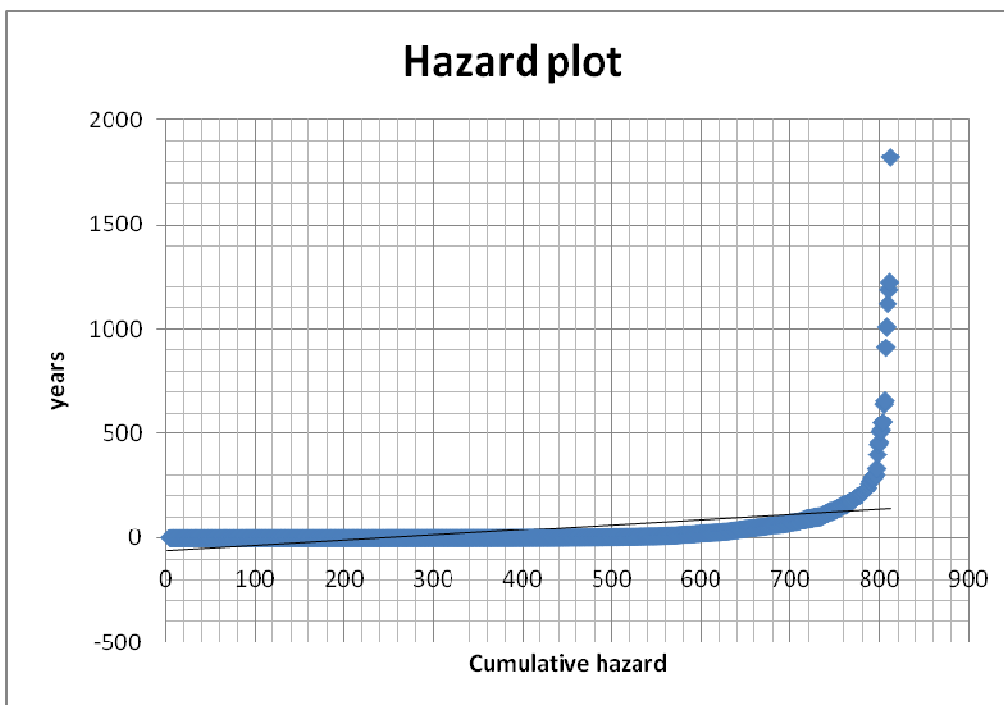
A plot of  $t$  versus  $Z'(t)$  is called a Hazard plot.

Since  $z(t)=Z'(t)$ , the curvature of the plot gives an indication on how  $z(t)$  depends on  $t$ . if the points in the plot line near a straight, concave or convex curve, the plot indicates  $z(t)$  to be constant, increasing, or decreasing, respectively.

GENERATOR TTF, TTR HAZARD PLOT



*Sheet generators ttf*



*Sheet generators ttr*

From the cumulative hazard plots shown above, we can't arrive at the same conclusion like the GCBs . So we can't say that the distribution is exponential. At this point we have to analyze in a better way the data that we have. Since the data that we are collected are very precise, we can renew the file "analisi montecarlo".

### 3. New of ttr ttf GCB & Generators

In the file “raccolta dati analisi Montecarlo.xlsx” are assumed all the distribution of all components like exponential distribution. This assumption could be right, but seen the data that we searched and studied we can be more precise.

Through a fitting program, “Super smith “, we fit the data that we have, obtaining the best fitting that we can obtain.

#### GCB

In *sheet GCB* there are all TTF regards all GCB that are collected in file planning board. The TTFs are divided for type of GCB:

- ALL GCB;
  
- DR;
  
- SF6;
  - hydraulically;
  - pneumatic.

For every type of GCB technology we used the “Supersmith” to obtain the better distribution.

Results of Super Smith program:

- DR(airblast) TTF distribution
- SF6 pneumatic TTF distribution
- SF6 hydraulically TTF distribution

## ABB Switzerland Ltd

### GENERATORS

Starting from "GeneratorDatabase" we divided TTF and TTR into TTFm, TTRm mechanical and TTFe, TTRe electrical. Moreover we divided the TTRe into TTRe with and without GCB.

Not for all these types we used the fitting program. Some of it comes from literature and database generator.

#### Steam and gas turbine TTRe WITHOUT GCB distribution

##### LogNorm Analysis Report

```

Set 1 - 1                               Date: M07-D05-YR2011
RESULTS
Correlation(r)=.96333  r^2=.928  ccc^2=.9768  r^2-ccc^2=-.0488 (r^2<ccc^2!)
Log-Mean Antilog=1.584  Std. Dev. Factor=8.005  Method=rr
MuL=.4598338  Mu=13.77958  SigL=2.080074  Sig=119.0915  Cv%=864.261
Point Quantity=105 (susp=0)
c%=nrD90

```

#### Steam and gas turbine TTRe WITH GCB distribution

##### LogNorm Analysis Report

```

Set 1 - 1                               Date: M07-D08-YR2011
RESULTS
Correlation(r)=.93327  r^2=.871  ccc^2=.7767  r^2-ccc^2=.0943 (Okay)
Log-Mean Antilog=.3916  Std. Dev. Factor=1.466  Method=rr
MuL=-.9373872  Mu=.4213333  SigL=.3822462  Sig=.1671191  Cv%=39.66434
Point Quantity=3 (susp=0)
c%=nrD90

```

#### Steam turbine TTRm distribution

##### LogNorm Analysis Report

```

Set 1 - 1                               Date: M07-D05-YR2011
RESULTS
Correlation(r)=.96799  r^2=.937  ccc^2=.9956  r^2-ccc^2=-.0586 (r^2<ccc^2!)
Log-Mean Antilog=4.058  Std. Dev. Factor=9.024  Method=rr
MuL=1.400609  Mu=45.62138  SigL=2.199894  Sig=510.8996  Cv%=1119.869
Point Quantity=699 (susp=0)
c%=nrD90

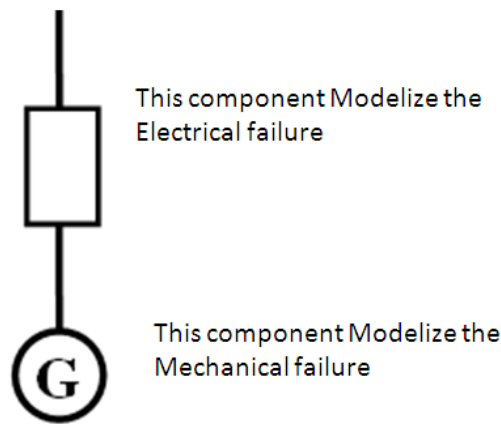
```

## 4. New data for simulation with the Monte Carlo Method

### NEW APPROACH FOR GENERATORS & TRANSFORMERS

#### GENERATORS

The model of generator is divided in two component;

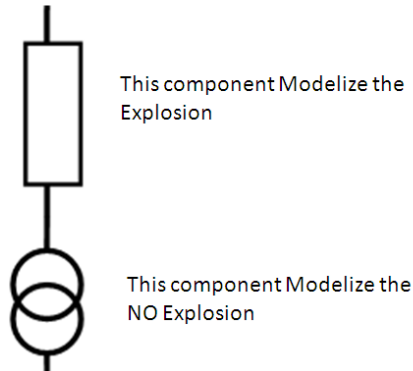


The values coming from Supersmith fitting program , database generator and literature.

DISTRIBUTION				exponential	lognormal: 1) mean time for normal 2) standard deviation for normal	1) mean time for normal 2) standard deviation for normal	exponential	lognormal: 1) mean time for normal 2) standard deviation for normal		
COMPONENT	TYPE	HIGHEST VOLTAGE [kV]		MTTFe [h]	MTTRe [h] without GCB	MTTRe [h] with GCB	MTTFm [h]	MTTRm [h]		REFERENCES
GENERATOR	STEAM TURBINE			7858	1=0.4598338 2=2.080074	1=-0.9373872 2=0.3822462	1214	1=1.400609 2=2.199894		[5],[12]
DISTRIBUTION				exponential	lognormal: 1) mean time for normal 2) standard deviation for normal	1) mean time for normal 2) standard deviation for normal	exponential	normal with deviation =0.1		
COMPONENT	TYPE	HIGHEST VOLTAGE [kV]		MTTFe [h]	MTTRe [h] without GCB	MTTRe [h] with GCB	MTTFm [h]	MTTRm [h]		REFERENCES
GENERATOR	GAS TURBINE			5000.081797	1=0.4598338 2=2.080074	1=-0.9373872 2=0.3822462	658.5	103.5		[5],[12],[6]

TRANSFORMER

The model of transformer is divided in two component;



It's important to see how changing the value of explosion and NO explosion component when there is the GCB or not. For the transformers we have three different files concern the types of transformer ( step-up, auxiliary, station ). These files are created by the study of GSU transformer. In the "new data for simulation with the Monte Carlo method" there are value referred at fix rated power. For the simulations we are using these file following the rated power of transformer that is used.

Reference Transformer		2-winding		Edit Green Areas Only			
Rated Power	200	MVA					
Sample Size - Unit years	1185	y					
Total number of major failures	35						
Number of Failures with Forced Outage with Explosion	24						
Number of Failures with Forced Outage without Explosion	57						
Total number of major failures	81						
	without GCB	with GCB					
MTTF explosion	1'000'986	5'004'932	h				
MTTF non explosion	421'468	315'271	h				
MTTR explosion	8760	8760	h				
MTTR non explosion	730	730	h				
Object Transformer		2-winding		Object Transformer		3-winding	
Rated Power (MVA)	200	MVA		Rated Power (MVA)	400		
Number of Failures with Forced Outage with Explosion	24			Number of Failures with Forced Outage with Explosion	32		
Number of Failures with Forced Outage without Explosion	57			Number of Failures with Forced Outage without Explosion	74		
Total number of major failures	81			Total number of major failures	106		
	without GCB	with GCB			without GCB	with GCB	
MTTF explosion	1'000'986	5'004'932	h	MTTF explosion	753'813	3'769'064	h
MTTF non explosion	421'468	315'271	h	MTTF non explosion	322'525	240'281	h
MTTR explosion	8760	8760	h	MTTR explosion	8760	8760	h
MTTR non explosion	730	730	h	MTTR non explosion	730	730	h

MTTF, MTTR calculation transformers

# Bibliografia

## Capitolo I

- [1] ABB *Application guide Generator Circuit-breaker*.
- [2] IEEE Standard C37.013-1997 for AC High voltage Generator circuit breakers rated on a symmetrical current basis, 1997.

## Capitolo II

- [1] IEEE transformers committee, *Survey generator step-up transformer failures*, IEEE power engineering society, 1998.
- [2] CIGRE' study committee 12, *An international survey on failures in large power transformers in service*, CIGRE', 1998.

## Capitolo III

- [1] Canadian Electricity Association, *1999 Generation equipments status, annual report*.
- [2] Patrick D.T. O'Connor, *Practical Engineering Reliability fourth edition*, Wiley, 1991.

## Capitolo VII

- [1] D. Braun, I.M. Canay, G.S.Koppl, *Delayed current zero due to out of phase synchronization*, IEE, Transaction on Energy Conversion, 1998.
- [2] I.M.Canay, *Comparison of Generator circuit-breaker stresses in test laboratory and real service condition*, IEEE, 2001.

## Appendice A

- [1] IEEE transformers committee, *Survey generator step-up transformer failures*, IEEE power engineering society, 1998.
- [2] Langlois Berthelot, *Transformers and generator for power system*, Ed. Macdonald, 1960.
- [3] Giorgio Bertagnolli, Technical Report "Short circuit duty of power transformers", ABB trasformatori (MI).
- [4] Mario Ubaldini, *Macchine elettriche*, Progetto Leonardo, Bologna.
- [5] Various authors, *Electric power transformers*, Editor James H. Harlow, 2007.
- [6] Pansini, *Electrical transformers and power equipment*, Ed. The Fairmont press.
- [7] Correggiari, *costruzioni elettromeccaniche*, Ed. La Goliardica, Milano.
- [8] IEEE transformers committee, *ANSI/IEEE C57.117 guide for reporting failure data*, 1998.
- [9] CIGRE' study committee 12, *An international survey on failures in large power transformers in service*, CIGRE', 1998.
- [10] C.KROON, *Reliability, availability and maintenance of generator transformers*, CIGRE', 1990.
- [11] L. Frosini, *Dispense lezioni Costruzioni Elettromeccaniche*, Università di Pavia.
- [12] ABB, *Switchgear manual*, Mannheim, ABB Calor Emag Schaltanlagen AG, 1995.
- [13] Private communication, transformer expert meeting, ABB trasformatori s.p.a., 2011.
- [14] B.Culver, K. Frolich, L. Widenhorn,, *Prevention of tank rupture of faulted power transformers by generator transformers by GCB*, ETEP vol 6, 1996.

## Appendice B

- [1] Canadian Electricity Association, *1999 Generation equipments status, annual report*
- [2] Patrick D.T. O'Connor, *Practical Engineering Reliability fourth edition*, Wiley, 1991.

## Appendice C

- [1] IEEE, *reliability and economic analysis of different power station layout*, 2003.
- [2] A. Delpozzi, C. Mora , Technical Report “*GSU Transformers*”, ABB Zurich, 2011.
- [3] ABB, *Determination of substation reliability*, ABB Zurich, 1998 .
- [4] CIGRE', *A summary of the final results and conclusions of the second international enquiry on the reliability of high voltage CB*, session 1994, 13-202.
- [5] A. Delpozzi, C. Mora , Technical Report “*Generator database*”, ABB Zurich, 2011 .
- [6] Canadian Electricity Association, *1999 Generation equipments status, annual report*.
- [7] CIGRE', *Report on the second international survey on hidh voltage Gas Insulated Substation (GIS) service experience*, working group 23.02.
- [8] ABB, Mirko Palazzo Tesi di dottorato, Politecnico di Milano, 2001.
- [9] A. Delpozzi, C. Mora, *File excel summary 2011*, ABB Zurich, 2011.
- [10] M.H.J.Bollen, *Literature search for reliability data of component in electric distribution networks*, Eindhoven, 1993.
- [11] Canadian Electricity Association, *Forced outage performance of transmission equipment, for the period january 1, 1994 to december 31, 1998* .



# Ringraziamenti

*Un grazie speciale ai nostri genitori e a tutti i nostri familiari che ci hanno sostenuto durante tutto il nostro percorso universitario.*

*Grazie al Prof. Enrico Ragaini, collega ed amico, che ci ha dato l'enorme opportunità di svolgere il lavoro di tesi all'estero, fonte di nuove occasioni di crescita professionale ed educativa.*

*Grazie all'Ing. Mirko Palazzo, che ci ha seguito con tanta tenacia e pazienza in questi sei mesi trascorsi a Zurigo.*

*Special thanks to all the sales department staff of ABB high current systems (Oerlikon) who welcomed and supported us during our experience.*

*Thanks to: Dieter Braun, Giosafat Cavaliere, Nadia Cerri, Kurt Dahinden and all the other colleagues.*